

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA INDUSTRIAL

**“Mercado eléctrico en España 1998-2011.
Propuestas de mejora.”**

AUTOR: D. Roberto Librán Domingo

DIRECTOR: D. Fernando Soto Martos

Noviembre, 2012



A mis padres, con todo mi cariño.



AGRADECIMIENTOS

Una vez acabado este proyecto fin de carrera y en consecuencia la carrera de Ingeniería Industrial deseo expresar mis más sinceros agradecimientos a las personas que me han ayudado a conseguirlo.

En primer lugar, agradecer a Fernando Soto Martos del departamento de Ingeniería eléctrica por brindarme la posibilidad de realizar este proyecto con él, y a toda la ayuda que me ha proporcionado sin la cual no se hubiera podido realizar este trabajo.

Deseo agradecer a Teresa Merino Cacho por estar conmigo, por su cariño y por estar ahí cuando la he necesitado.

A mis compañeros de la Universidad y mis buenos amigos por los momentos que hemos pasado juntos, y por los que pasaremos.

Finalmente, deseo agradecer sincera y profundamente a mi hermano Eduardo Librán Domingo y en especial a mis padres Rosa Ángeles Domingo Rodríguez y Eduardo Librán Martínez, puesto me han ofrecido la posibilidad de realizar mis estudios, por su apoyo en los momentos difíciles a lo largo de mi vida y sobre todo por todo.

A todos, unas solemnes gracias.



RESUMEN

El sector eléctrico en España ha sido objeto de una profunda transformación como consecuencia de la liberación del sector y su prestación a través del régimen de libre competencia tras la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Hasta el momento en que se aprobó la citada ley, había una regulación que imponía una operación centralizada basada en la minimización del coste total de explotación del sistema. En el nuevo mercado liberalizado se promueve la competencia y los agentes autorizados pueden acudir a presentar sus ofertas a los distintos mercados para negociar la compra/venta de energía eléctrica.

Con el presente proyecto fin de carrera se analiza el actual modelo de mercado eléctrico español, así como su funcionamiento. Se han estudiado los criterios de su funcionamiento y el comportamiento del mercado eléctrico diario existente en España desde 1998.

Para ello, se ha consultado la bibliografía de diferentes autores, especialistas en la materia con criterios distintos y se han expuesto sus ideas sobre el asunto. Tras este análisis previo, se resaltan las posibles distorsiones -del mercado- encontradas, que provocan que el precio de la energía eléctrica en España sea superior al esperado. Para tratar de mitigar sus efectos negativos, en este trabajo, se propondrán diferentes medidas o sugerencias que tienen en consideración lo manifestado por los citados expertos, así como las experiencias de otros mercados internacionales similares, y todo ello con el objeto conseguir un precio de la energía más económico para el consumidor final.



ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO FIN DE CARRERA	3
3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA	5
3.1. Los orígenes del sector en España	6
3.2. Motivos para el cambio	7
3.2.1. Directiva Europea 92/92/CE y Ley 57/1997	8
3.3. Organización del mercado eléctrico	8
3.3.1. Monopolio	9
3.3.2. Monopsonio	11
3.3.3. Competencia mayorista y minorista	12
3.3.4. Mercado libre	13
4. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	15
4.1. Análisis del mercado eléctrico antes de 1998	16
4.1.1. Instituciones del mercado eléctrico	16
4.1.2. Mix eléctrico	18
4.1.3. Precio de la energía	19
4.2. Evolución y análisis del mercado eléctrico hasta 2012	20
4.2.1. Institución del sistema eléctrico	21
4.2.2. Mix eléctrico	24
4.2.3. Precio de la energía	25
5. EVALUACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EUROPEOS	31
5.1. Reino Unido	32
5.2. Países nórdicos	33
5.3. Alemania	24
5.4. Italia	35
5.5. Francia	36
5.6. Europa	36
5.6.1. Evolución de los precios	37
5.6.2. Operadores del sistema y del mercado	38
5.6.3. Instituciones reguladoras del mercado de electricidad	39
6. SISTEMAS DE GENERACIÓN	41
6.1. Sistemas tradicionales de generación eléctrica	42
6.1.1. Carbón	42
6.1.2. Gas natural	45
6.1.3. Nuclear	47
6.1.5. Hidráulica	50
6.2. Sistemas de generación renovable actuales en el mercado eléctrico	52
6.2.1. Eólica	52
6.2.2. Solar	53
7. DISTORSIONES IDENTIFICADAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y PROPUESTAS PARA SU ELIMINACIÓN	56
7.1. Diferencia de precios	57
7.1.1. Posibles mercados	59
7.2. Windfall profits de la generación nuclear e hidráulica	59
7.2.1. Costes de Transición a la Competencia: CTC	61
7.2.2. Propuesta	63



7.3. Real Decreto 134/2010: Garantía de suministro del carbón	65
7.3.1. Propuesta	68
7.4. Energías renovables	69
7.4.1. Propuesta	72
7.5. Tipos de ofertas complejas.....	74
7.5.1. Propuesta	77
8. PRESUPUESTO DEL PFC	79
9. CONCLUSIONES	81
10. BIBLIOGRAFÍA	84
ANEXOS	87
A.1. Costes CTC	88
A.2. Primas a eólicas	92
A.3. Balance de potencias en el mercado liberalizado	96
A.4. Producción eléctrica en el mercado liberalizado	97



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Modelos de monopolio.....	10
Figura 3.2. Monopsonio	11
Figura 3.3. Competencia mayorista y minorista.....	12
Figura 3.4. Mercado libre	13
Figura 4.1. Estructura de la producción por empresas	16
Figura 4.2. Producción eléctrica en el MLE.....	17
Figura 4.3. Estructura de la producción por tipo de energía primaria	18
Figura 4.4. Funcionamiento de los costes en el MLE	19
Figura 4.5. Funcionamiento mercado eléctrico.	20
Figura 4.6. Cobertura de la demanda eléctrica	21
Figura 4.7. Compra de energía	22
Figura 4.8. Balance de potencia desde el 2003 a 2011	25
Figura 4.9. Secuencia de mercados	25
Figura 4.10. Curva de oferta.....	26
Figura 4.11. Curva de demanda.....	27
Figura 4.12. Desglose del coste kWh	27
Figura 4.13. Parte regulada del precio	28
Figura 4.14. Parte del mercado	28
Figura 5.1. Evolución del Nordpool	34
Figura 5.2. Evolución del precio del mercado spot de electricidad.....	38
Figura 5.3. Autoridades regulatorias nacionales (NRA) en 2004.....	39
Figura 6.1. Producción de electricidad hidráulica, térmica y nuclear en porcentajes	42
Figura 6.2. Principales centrales eléctricas.....	43
Figura 6.3. Centrales nucleares.....	48
Figura 6.4. Centrales hidroeléctricas mayores de 20 MW	50
Figura 6.5. Tarifas solar.....	55
Figura 7.1. Coste de las tecnologías	58
Figura 7.2. Curva de demanda por tecnologías	58
Figura 7.3. Precio horario del mercado del día 30/05/2011	67
Figura 7.4. Precio horario del mercado del día 08/09/2012	68
Figura 7.5. Precio horario del mercado del día 15/04/2012	70
Figura 7.6. Demanda eléctrica del día 15/04/2012.....	71
Figura 7.7. Retribución primas eólica	73
Figura 7.8. Curvas agregadas de oferta y demanda del día 17/07/2012.....	76
Figura 7.9. Precio horario del mercado diario del día 03/07/2012.....	76



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. IPC 1988-1997	17
Tabla 2. Operadores del sistema y operadores del mercado en Europa	38
Tabla 3. Clasificación de los carbones	44
Tabla 4. Estructura del coste del MWh de las centrales de carbón	45
Tabla 5. Eficiencia y costes de inversión	46
Tabla 6. Estructura del coste del MWh de las centrales de ciclo combinado.....	47
Tabla 7. Potencia eólica instalada por comunidades en 2011	52
Tabla 8. Estructura de costes para proyectos de generación eólica.....	53
Tabla 9. Estimación del coste de producción por tecnología de régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008	62
Tabla 10. Energía mensual casada.....	88
Tabla 11. Precio de la energía	89
Tabla 12. Beneficio CTC.....	90
Tabla 13. Diferencias de beneficio con CTC	91
Tabla 14. Primas a eólica 2008-2011	93
Tabla 15. Diferencias de ingresos con primas	95
Tabla 16. Balance de potencia 2000-2011.....	96
Tabla 17. Producción eléctrica en el mercado libre.....	97



CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN



1. INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico en España es una clave fundamental para la sociedad española y con una amplia influencia en todos los sectores (industria, servicios, pequeño consumidor, etc.). Su evolución a lo largo de la historia ha sido fundamental para el país y es por ello que se requiere de un análisis exhaustivo para prevenir problemas de funcionamiento, depurar imperfecciones, mejorar rendimiento, etc.

En el capítulo que a continuación se aborda, se propondrá el alcance del proyecto mediante los objetivos a desarrollar en los siguientes apartados.

Seguidamente, se comenta de forma breve la evolución del sector eléctrico español y se introducen los conceptos básicos relativos a los posibles diseños de mercado que permitirá a los no iniciados en la materia poder seguir sin dificultades la memoria del proyecto.

En el capítulo 4 se estudiará el mercado eléctrico separando el análisis en dos partes. 1) El sector eléctrico antes de 1998 y 2) el mercado eléctrico después de 1998 con la liberación acaecida tras la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico. En este último apartado se presentarán y estudiarán las figuras presentes en el mercado, la evolución del mix eléctrico y la forma de calcular el precio de la energía.

A continuación, se expondrá la evolución de los mercados internacionales y se comentarán las tendencias que se están produciendo en Europa sobre la materia. Se pondrá de manifiesto las diferencias en cada uno de los diseños de los países analizados, para poder contrastarlo con el modelo español.

En el capítulo dedicado a los sistemas de generación se estudiarán las particularidades de cada tecnología eléctrica existentes en estos momentos y que configuran el parque eléctrico nacional. Mediante estos conocimientos se podrá entender mejor el funcionamiento de las centrales eléctricas y como influyen en la fijación del precio de la electricidad.

Con la información comentada en los capítulos anteriores, en el apartado 7 se identificarán las distorsiones del mercado, analizando qué consecuencias provocan en el mercado eléctrico y cómo afectan al precio que pagan los consumidores. Una vez identificadas se realizarán una serie de propuestas encaminadas a eliminarlas o mitigarlas, y por consiguiente alcanzar un precio competitivo para la energía que redunde en beneficio de los consumidores.

Para finalizar, se expondrán las principales conclusiones que se han extraído de la realización de este proyecto fin de carrera, así como la visión personal del trabajo desarrollado.



CAPITULO 2:

OBJETIVOS DEL PROYECTO FIN DE CARRERA



2. OBJETIVOS

Los objetivos del presente proyecto fin de carrera son:

- Realizar un análisis del mercado eléctrico y su evolución a lo largo de los últimos años.
- Identificar las posibles distorsiones del mercado que provocan ineficiencias en el modelo actual.
- Elaborar una serie de propuestas de actuación a seguir para un mejor funcionamiento del mercado eléctrico.



CAPITULO 3:

EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA



3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

3.1. Los orígenes del sector eléctrico en España.

Para entender el momento actual del sector eléctrico es necesario conocer su historia y el motivo de los cambios que se están produciendo. Para ello, a continuación se establecen una serie de periodos en función de las actuaciones del Estado y sus políticas, que se comentarán de forma resumida [1].

Hasta 1920: Comienzo del sector eléctrico

La industria eléctrica presenta una fragmentación muy acusada, con centrales de origen térmico de escasa potencia, cerca de los centros de consumos y con redes no desarrolladas. Se da una composición de carácter local y privado, puesto que la forma de abarcar más volumen de mercado era la dispersión. El sector estaba sujeto a regulación y la autoproducción es lo más normal.

1920 - Guerra civil: Necesidad de desarrollar la electricidad con fines sociales

Comienzan la construcción de proyectos hidráulicos con inversión pública puesto que el Estado empieza a considerar la electricidad como una necesidad para la sociedad. La energía eléctrica empieza a llegar a zonas rurales y aparecen compañías públicas y privadas. El transporte continúa fragmentado y por lo tanto no hay una interconexión con los sistemas vecinos. La calidad de suministro es baja por las elevadas pérdidas de la red y los apagones.

Guerra Civil – 1975: Entrada del Estado en el sector eléctrico.

Empieza a aumentar el tamaño de las centrales de generación eléctrica y se diseñan las redes de transporte y distribución, si bien, se puede considerar una etapa con restricciones y racionamientos eléctricos debidos a la debilidad inversora y escasa interconexión entre las zonas. Las economías en escala en la generación llevan a construir centrales de mayor tamaño haciendo que las pequeñas empresas que no pueden adaptarse dejen de ser rentables. Esta situación insta a que el Estado llegue a plantearse la problemática y a crear una única compañía nacional monopolística o crear varias compañías en régimen monopolista local. El concepto de monopolio natural surge, como propuso Thomas Edison cuando desarrollaba los primeros modelos para el abastecimiento de energía eléctrica, la mejor forma de evitar comportamientos negativos para el sector.

La idea de un monopolio natural se extendió y se aprobaron leyes para la nacionalización que prohibían la entrada a nuevos agentes, provocando falta de competencia. Se produce una congelación de tarifas que lleva consigo la caída de la inversión privada y consecuentemente entrada de nuevos agentes, haciendo que las empresas existentes crezcan de forma vertical y horizontal.



1975 – 1998. Desarrollo de las políticas energéticas.

Los Planes Energéticos Nacionales (PEN) que comienzan en 1975 dictan las políticas energéticas y las condiciones que han de adoptarse para alcanzarlo. Con la Ley 49/1984, del 26 de diciembre, de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico se configura una forma determinada de utilizar las instalaciones por parte de una nueva sociedad, Red Eléctrica de España (REE), que se crea al efecto. Posteriormente, con la aprobación Real Decreto Ley 1538/1987, del 11 de noviembre, (Ley para el Establecimiento de un Marco Legal y Estable para el Cálculo de la Tarifa Eléctrica y de la Retribución de las compañías) se implanta el sistema que funcionará hasta la introducción de la competencia en 1998 a través de la Ley del Sector Eléctrico (LSE).

3.2. Motivos para el cambio.

Durante el periodo comprendido entre la Segunda Guerra Mundial hasta la década de 1970 el sector eléctrico es considerado un monopolio natural. Las primeras dudas sobre la eficiencia del modelo de monopolio regulado en el sector eléctrico, se remontan a los años 70 en EEUU. Averch y Johnson, en su publicación de 1962 constatan que un monopolio privado remunerado -según el modelo de coste de servicio o tasa de retorno-tiene incentivos a sobreinvertir en sus activos [2].

Con la crisis energética del petróleo que se estaba produciendo en aquel momento y la subida de los precios del crudo, que era la principal materia prima para la producción de electricidad, se incentiva a los diferentes gobiernos a fomentar el uso de otras fuentes energéticas a través de programas nucleares o de carbón. Aparecen nuevas y más pequeñas economías de escala en generación. Se empieza a plantear si el negocio eléctrico debía ser considerado, como hasta entonces había sido, un monopolio natural.

La investigación en generación energética había puesto de manifiesto que los generadores independientes podían realizar su actividad sin menoscabo de la seguridad del sistema (ciclos combinados, centrales térmicas carbón, etc.). Los motivos que afectaron al cambio de mentalidad fueron el aumento del coste de la generación nuclear, debido a la necesidad de aumentar la seguridad, y la rebaja del precio del gas natural.

Algunos estudios mostraron que la dependencia técnica y económica entre generación y transporte implicaba grandes economías de integración vertical, por lo que una industria eléctrica organizada de forma competitiva necesitaría de una cooperación y coordinación global que asegurase una interacción óptima entre ambas actividades.

En el periodo comprendido entre 1980 y 1998 se produjeron diferentes reformas en el sector eléctrico. Los factores que aceleraron las reformas del sector, se pueden clasificar en tres tipos [3]:

- *Económicos.*
Aumento del tamaño de los mercados energéticos. A nivel mundial se produce una globalización de los productos energéticos y el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos y gasistas entre los diferentes Estados.



- *Técnicos.*
Disminución del tamaño mínimo eficiente en generación debido al desarrollo de la turbina de gas de ciclo combinado, económicamente muy competitiva cuando utiliza gas natural. Mientras las turbinas de gas de ciclo simple operaban en punta, las de ciclo combinado, lo hacen en base en la mayoría de los casos.
Desarrollo de las tecnologías de la información provocando la reducción del coste de medida y control. Este desarrollo facilita significativamente el suministro y control descentralizado.
- *Políticos.*
Existen diferentes condicionantes favorables a la reforma en los países. En los desarrollados, el bienestar económico saca a la luz las ineficiencias del monopolio resaltando las tendencias liberalizadoras en otros sectores (alimentación, construcción, banca, etc.) e incentiva la creación de un marco competitivo en el sector eléctrico en el que los consumidores tengan capacidad de elección y se permita la entrada de nuevos agentes al sistema. En los países en vías de desarrollo o aquellos que se encontraban en época de crisis, la creación de competencia se veía como una forma de obtener recursos provenientes de la privatización y/o de atraer nuevas inversiones que el gobierno o las empresas monopolísticas verticalmente integradas no eran capaces de afrontar.

3.2.1. Directiva 96/92/CE y RD 54/1997 de 27 de noviembre.

La Directiva 96/92/CE del Parlamento Europea y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, relativa a normas comunes para el mercado interior de la electricidad, estableció las bases para la creación del mercado interior de la electricidad de la Unión Europea. Posteriormente, la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europea y del Consejo, de 26 de junio de 2003, estableció nuevas normas comunes para completar el mercado interior de la electricidad y derogó la anterior directiva, introduciendo modificaciones significativas y contribuyendo de manera destacada a la creación de este mercado interior de electricidad [4].

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus disposiciones normativas de desarrollo, establecieron el régimen jurídico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistente en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con las previsiones de la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad (en adelante LSE) [5].

3.3. Organización del mercado eléctrico.

Hasta los años 80, la industria eléctrica de todo el mundo estaba formada por empresas nacionalizadas o empresas privadas, en general muy grandes y fuertemente reguladas. Existían una serie de factores que explicaban esta situación, pero la principal razón tenía que ver con la existencia de un monopolio natural. Si el sistema es de pequeño tamaño, las tecnologías aplicadas a la generación presentan economías de



escala, es decir, el coste total del suministro eléctrico es menor cuando se emplea un único generador de gran tamaño (Ej.: un generador de 100 MW es más rentable que dos generadores de 50 MW). En estas circunstancias, las centrales de gran tamaño se ven favorecidas y no tiene ningún sentido intentar que varias empresas compitan entre sí, ya que la solución más económica consiste en que una única empresa lleve a cabo todas las inversiones y capture todas las economías de escala. Al crecer el consumo de electricidad y, en consecuencia, la dimensión del sector, el impacto de las economías de escala se va reduciendo paulatinamente.

Según Hunt & Shuttleworth [6] existen cuatro posibles modelos de organización y cada uno de ellos a su vez tienen diferentes variantes. La diferenciación de los modelos de organización viene establecida por el funcionamiento de la competencia, yendo desde el modelo con menos competencia hasta el correspondiente a una competencia total a cualquiera de los niveles, siendo este último el objetivo de las actuales políticas de organización.

3.3.1. Monopolio.

Situación de un sector del mercado económico en la que un único vendedor o productor oferta el bien o servicio que la demanda requiere para cubrir sus necesidades en dicho sector. Para que un monopolio sea eficaz no tiene que existir ningún tipo de producto sustituto o alternativo para el bien o servicio que oferta el monopolista, y no debe existir la más mínima amenaza de entrada de otro competidor en ese mercado. Esto permite al monopolista el control de los precios [7].

Para el caso concreto de un sistema eléctrico, la situación del monopolio se produce cuando no hay ningún tipo de competencia del lado del generador, por lo que el consumidor de electricidad no tiene ninguna capacidad de elección del consumidor de energía eléctrica. La compañía que está en situación de monopolio tiene los activos de generación y/o distribución, siendo la responsable del buen funcionamiento de las instalaciones y tiene la obligación de suministrar a sus clientes.

Este tipo de modelo presenta las siguientes posibilidades:

- Una única compañía que está integrada horizontalmente.
- Varias compañías verticalmente con limitaciones en sus operaciones.

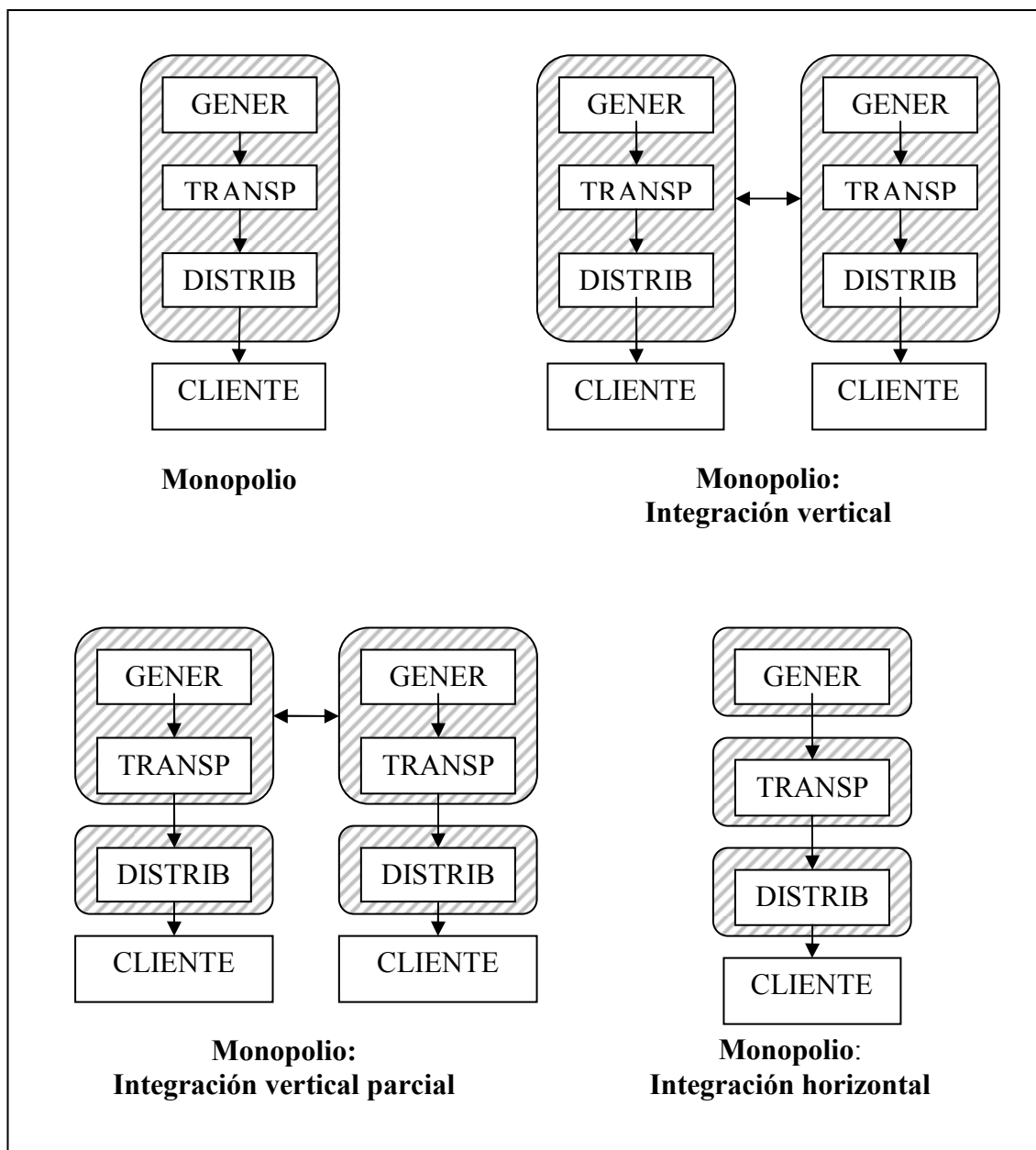


Figura 3.1. Modelos de monopolio. Fuente: [8].

El modelo de monopolio referido al mercado eléctrico ha sido muy utilizado en todo el mundo, ya que se necesita una gran capital que permita hacer frente al ingente volumen de infraestructuras eléctricas (véase figura 3.1). Por ello, sólo las grandes compañías son capaces de abordar estas inversiones. El gran volumen de negocio que esta actividad representa, permite el empleo de economías de escala para reducir costes. El hecho de que una única empresa se encargue de la explotación del servicio eléctrico, habilita el otorgamiento de subvenciones/ayudas por parte del Estado para mejorar determinadas regiones y, en definitiva, realizar políticas de expansión específicas para desarrollar zonas específicas, utilizar determinadas fuentes energéticas, etc.

Sin embargo, este modelo adolece de una serie de inconvenientes que comienzan a apreciarse a partir de la década de los 80, que es cuando el sector energético estaba alcanzando cierta madurez. Su mayor desventaja reside en la acomodación de la

empresa monopolística que actúa de forma que no estimula la reducción de los costes ni mejora los servicios a los clientes. Esto es algo que no sucede en un entorno de competencia, puesto que la prestación de un servicio en régimen de monopolio tiene asegurado los clientes independientemente del funcionamiento de la empresa.

3.3.2. Monopsonio.

Este modelo se basa en un comprador único y fácilmente puede ser considerado como un paso para la liberación del sector. El monopsonio presenta competencia en la generación, un único comprador y los clientes finales. El comprador único se encarga de hacer las compras de la cantidad de energía necesaria para los clientes a los generadores. Se pueden presentar varias compañías integradas verticalmente pero da la opción a generadores de electricidad independientes con la intención de incentivar la inversión en la generación y la competencia en el sector. Los clientes finales de la energía siguen cautivos sin poder cambiar de empresa, que actúa de comprador único y monopolio.

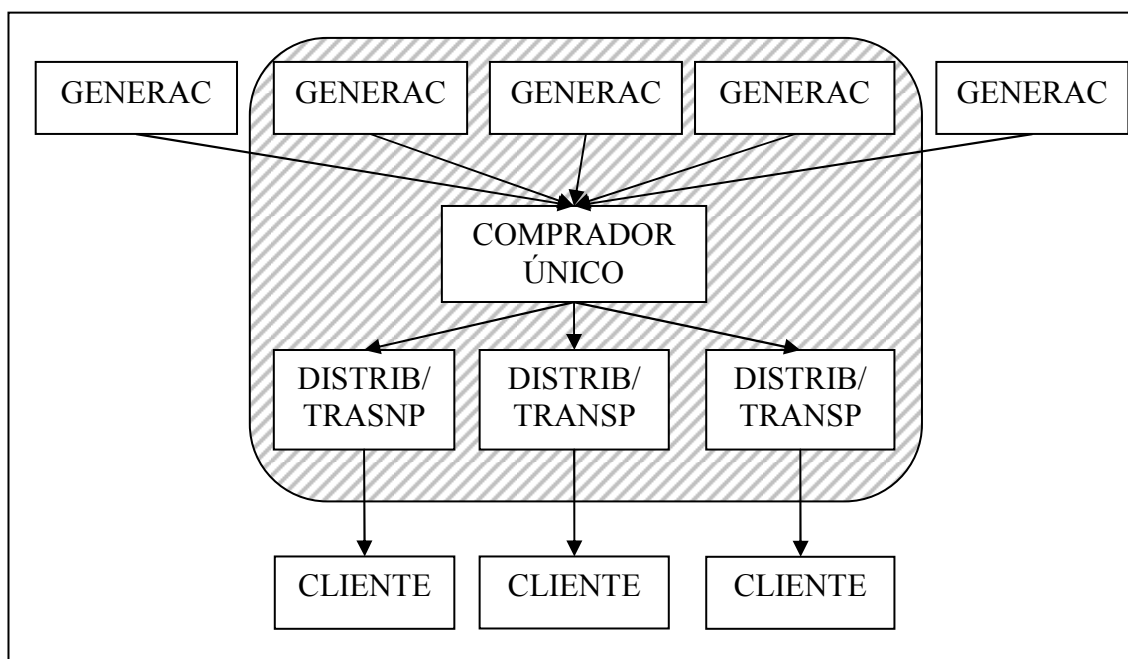


Figura 3.2. Monopsonio. Fuente: [8].

En el modelo de monopsonio se incentiva la competencia entre los agentes de generación y permite la incorporación de nuevos generadores a la actividad (véase figura 3.2). Se sigue manteniendo un control cerrado por parte del Estado para el desarrollo de políticas estratégicas, sociales y de nivel general, que se llevan a cabo en el modelo de monopolio anteriormente referenciado. Además, posee la ventaja de la obligación de suministro al cliente final puesto que en ningún momento pueden cambiar de compañía; es decir, se mantiene cautivo del sistema.

Cuando se está en un modelo de comprador único se produce una falta de estímulos para la mejora del servicio y disminución de costes, al igual que sucedía en el caso de monopolio. Cada generador tiene la opción de firmar contratos a largo plazo

con el comprador único, que puede ser el Estado, y que están referenciados a los costes marginales del sistema, provocando que el agente generador no incentive la mejora del mismo. Los riesgos del mercado tales como las posibles nuevas tecnologías, son trasladados a los clientes a través del comprador único.

El sistema presenta un inconveniente cuando el comprador único posee varias unidades generadoras en su poder. Esta situación provoca incentivos para que entren a funcionar los generadores de su propiedad frente a generadores externos a él.

El modelo de comprador único es un buen sistema transitorio para países en vías de desarrollo y un modelo definitivo para aquellos que no tengan motivos para una mayor competitividad en el sistema por demanda y capacidad [9].

3.3.3. Competencia mayorista y minorista.

Este sistema se basa en la competencia entre los agentes de generación y comercialización. Las empresas generadoras entran en un régimen de competencia para llevar su energía al mercado eléctrico y con los potenciales nuevos inversores que pretendan entrar. Las empresas comercializadoras se sitúan en un monopolio local pero con la capacidad de comprar la energía a las unidades generadoras que deseen mediante el propio mercado eléctrico o por contratos bilaterales con los generadores. Los clientes siguen estando cautivos de las distribuidoras ya que no pueden cambiar de empresa. La organización será gestionada por un nuevo integrante del sistema que es el Operador del Sistema (OS). Parte de los riesgos tecnológicos del mercado de competencia mayorista y minorista son sostenidos por los generadores.

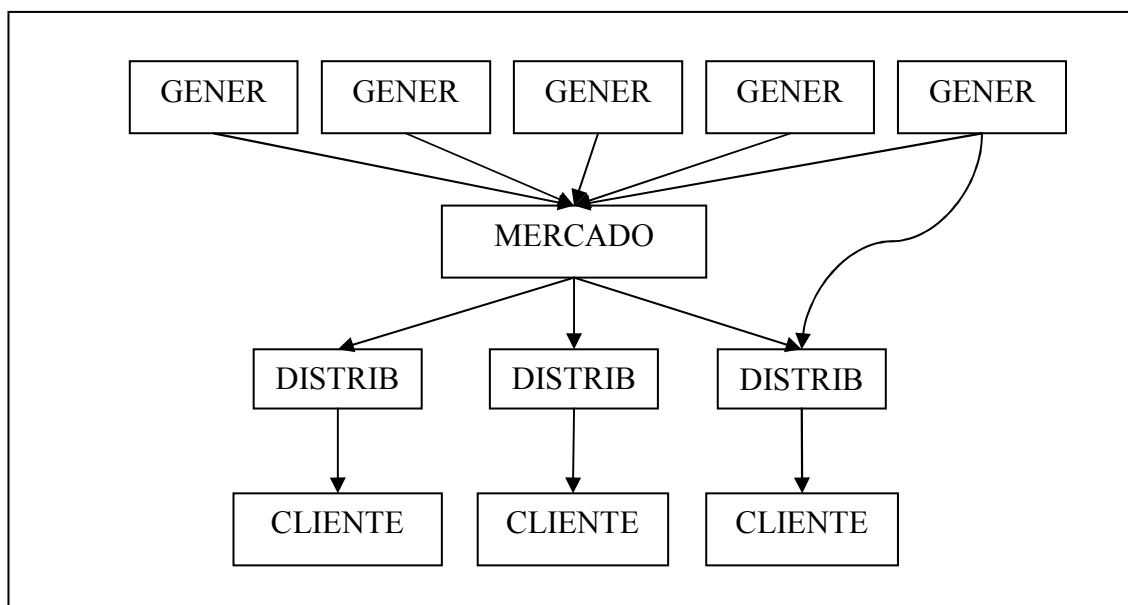


Figura 3.3. Competencia mayorista y minorista. Fuente: [8].

En este sistema los inversores son libres de invertir en generación, por lo que, se transfiere el riesgo de cualquier inversión directamente a los inversores privados, mejorando con ello la eficiencia económica (véase figura 3.3). Se puede dar la situación

de que el Estado mantenga ciertos subsidios, lo que implica que todavía se tiene cierto control sobre políticas que afectan al consumidor por parte del gobierno.

Al tratarse de un régimen de libre mercado, se flexibilizan las obligaciones de los generadores de satisfacer políticas sociales (inversión en zonas específicas, utilización de tecnologías concretas, etc.).

El empleo de este modelo lleva consigo un avance en la dirección de la liberación total del mercado eléctrico. Si se viene de un sistema anterior monopolista y/o con intervención directa del Estado pueden aparecer los denominados “windfall profits” a los generadores que estaban englobados en un marco regulatorio diferente al presentado. Su objetivo sería compensar a las inversiones realizadas con anterioridad bajo un marco regulatorio distinto.

3.3.4. Mercado libre.

Este sistema de funcionamiento del sector eléctrico guarda ciertas similitudes con el anteriormente reseñado, si bien, presenta una diferencia que los hace distintos. Esta diferencia es la introducción de la competencia en todos los niveles que existen.

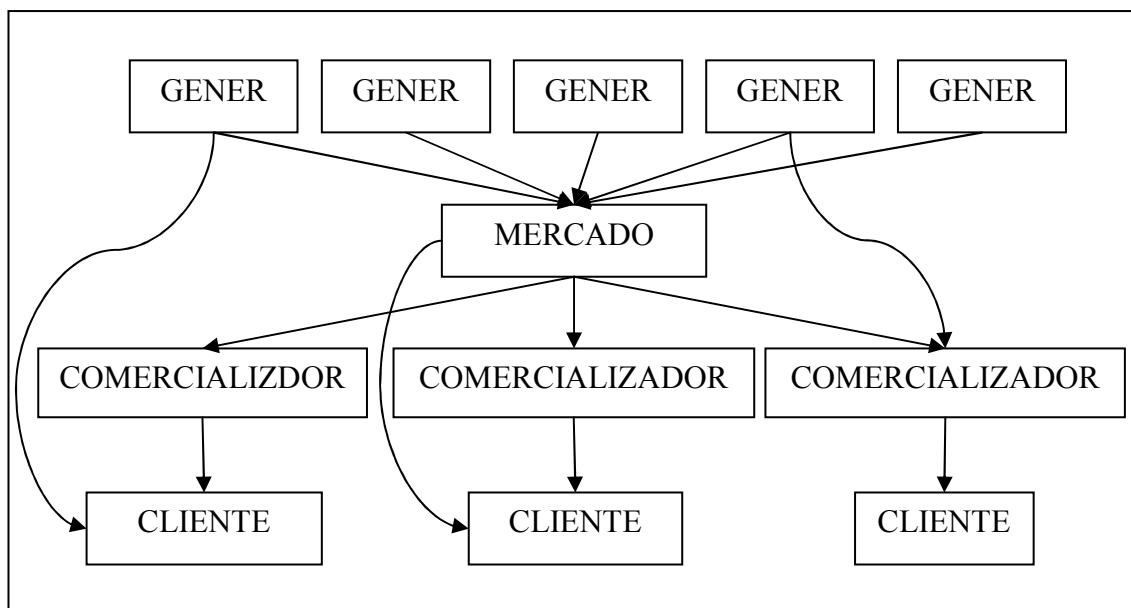


Figura 3.4. Mercado libre. Fuente: [8].

Para poder implantarse un régimen de mercado libre, es necesario que el acceso a las redes de transporte y distribución esté regulado por unas determinadas condiciones (véase figura 3.4). El acceso negociado que se aplican en algunos países provoca una restricción que limita la libre competencia de los agentes de sistema. En un modelo ideal deben separarse las actividades de generación y comercialización, de las actividades de red para que no aparezcan barreras de entrada y salida para nuevos agentes. Aparece el operador del sistema (OS) como sucedía en el modelo anterior con las mismas funciones, no obstante, se añade una nueva figura que es el operador del mercado al que se le atribuyen unas funciones específicas.



Las nuevas teorías económicas afirman que en un mercado de libre competencia se consigue una optimización de la eficiencia económica en cuanto esté regulado adecuadamente. Los riesgos de las inversiones recaen directamente sobre los agentes del sistema (generadores, comercializadores, agentes cualificados, etc.). Al estar en un entorno de competencia con una liberación de precios, servicios, opciones de contratación, etc. se consiguen reducir los precios finales, se mejoran los servicios a los clientes en todos los niveles y especialmente los consumidores finales.

Los inconvenientes más claros de un mercado libre son lo que se potenciaban en los modelos anteriores tales como el control de las políticas de funcionamiento y sociales (inversión en zonas específicas, utilización de tecnologías concretas, etc.). La única forma de control que el Estado tiene, es cambiar el marco regulatorio afectando a las inversiones existentes; pero entonces, no estaríamos hablando propiamente de un mercado liberado. Otra desventaja se produce cuando un usuario quiere entrar en el mercado y los costes de conexión, equipos de medida, administración (costes de participación) son tan elevados que la inversión puede no resultar rentable [9].



CAPITULO 4:

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

4. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

4.1. Análisis del mercado antes de 1998.

Los Planes Energéticos Nacionales (PEN) que comienzan en 1975 dictan las políticas energéticas y las condiciones que han de adoptarse para alcanzarlo. Surgen como consecuencia de la crisis energética de los años 70 provocando un aumento de la diversificación energética.

Tras la aprobación del Real Decreto 1538/1987 se “proporciona un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica”. Este Real Decreto constituyó un sistema regulatorio conocido como Marco Legal Estable (en adelante MLE). El Plan Energético Nacional 1983-1992 establece tres principios básicos por los cuales se debe regir el sistema eléctrico español y que son: a) explotación unificada de los medios de producción y transporte, b) planificación a medio y largo plazo y c) un sistema de ingresos que garantice la estabilidad financiera [10].

El RD 1538/1987 estuvo vigente hasta noviembre 1997, fecha en la cual entra en vigor la Ley 54/1997 [5] del Sector Eléctrico derogando la anterior y que introduce las normas de la Directiva europea 96/92/CE. Dichas normas están destinadas a alcanzar un mercado europeo de electricidad.

4.1.1. Instituciones del sistema eléctrico.

4.1.1.1. Generador, productores y compañías eléctricas.

Con el MLE las empresas generadoras tenían reconocido un “Coste Estándar” en función del origen de la energía primaria. Se establecía anualmente por el Ministerio y se proponía para cubrir los costes de inversión, amortización, mantenimiento de instalaciones, costes de combustibles y beneficio de las empresas.

En 1988 existía una amplia variedad de empresas eléctricas. Había 11 empresas diferentes en el parque eléctrico. No obstante, según se acerca al año 1997 van desapareciendo varias empresas. Finalmente perduran únicamente cuatro compañías en la producción eléctrica: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocanábico (véase figura 4.1).

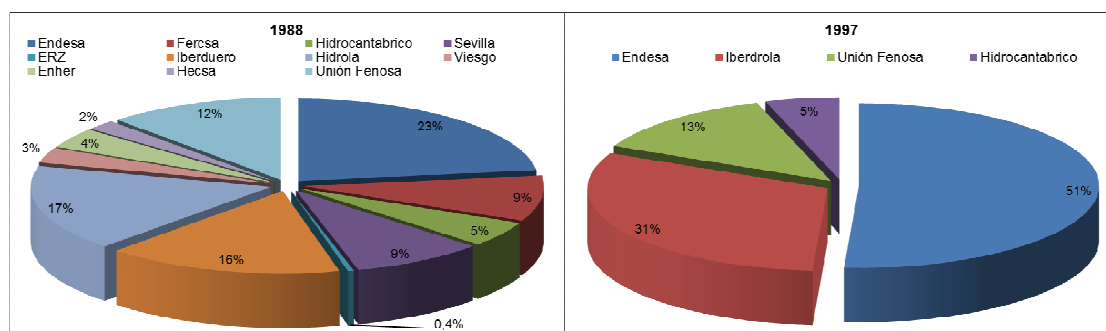


Figura 4.1. Estructura de la producción por empresas. Fuente: REE.

Sin embargo, en la estructura de la producción por empresas, siempre ha habido una concentración en el grupo de empresas de Iberdrola y Endesa. Hidroeléctrica Española (Hidro) con una cuota de mercado del 17% se fusionó con Iberduero con una cuota de 16% en 1992 para formar Iberdrola. Antes que entrase en vigor la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, el nivel de mercado que ostentaban las dos empresas era del 82% de la generación total [11].

Al comienzo del MLE el parque de generación se encontraba sobredimensionado, hasta el punto que la potencia instalada pasó de 41.415 MW en 1988 a 43.280 MW en 1997. Se aumentó un 4,5% en los 9 años de vigencia en comparación a la demanda que evolucionó a un 3,2% anual.

4.1.1.2. Clientes y consumidores.

Los consumidores de esta época tenían que pagar el consumo de electricidad según una “Tarifa integral”. Dicha tarifa es establecida por el Ministerio de Industria con el objeto de satisfacer los costes reconocidos del sistema. Dentro de la tarifa impuesta estaban incluidos la parte correspondiente para retribuir transporte, distribución, generación, stock de uranio, tratamiento de residuos, etc.

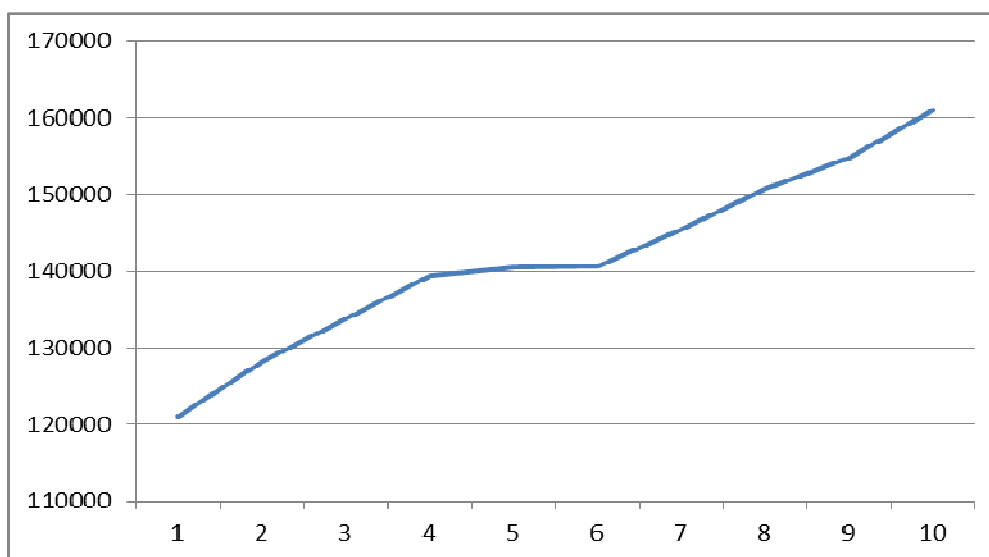


Figura 4.2. Producción eléctrica en el MLE. Fuente: REE.

Durante la vigencia del Marco Legal Estable se produjo un aumento de la producción eléctrica en España, que pasó de 121.014 a 160.953 GWh. Esto supone un crecimiento anual a un ritmo de 3,2 %. No obstante, debe situarse en contexto con el periodo de expansión de la economía nacional, que también estaba en crecimiento positivo, puesto que se relacionan de forma directa (véase figura 4.2 y tabla 17).

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	MEDIA
IPC	5,8	6,9	6,5	5,5	5,3	4,9	4,3	4,3	3,2	2	4,87

Tabla 1. IPC 1988-1997. Fuente: INE.

En la época comprendida entre 1988 y 1997 el IPC tiene valores positivos que se sitúan entre el 6,9% y el 2% y con una media anual de 4,87% (véase tabla 1). La sociedad española está en continuo crecimiento y por ello los clientes demandan cada vez más energía total.

4.1.1.3. Administración general.

El Estado Español a través del Ministerio de Industria y Energía se encarga del sector energético. Una de las características más importantes es el uso de los Costes Estándar. Con éste, se reconocía a las empresas eléctricas el coste de generación, transporte y distribución. Este coste incluía los costes de operación, mantenimiento e inversión de las instalaciones, lo que permitía que las empresas eléctricas asegurasen la amortización de las instalaciones y un margen de beneficios anual. La Administración tenía la capacidad de fomentar un determinado tipo de tecnología (carbón, fuel/gas, etc.) para crear el mix de generación deseado. Para ello modificaba los costes estándar.

El MLE produjo cambios en la red de transporte de alta tensión. Como se explicó en el capítulo 3, la nación se encontraba fragmenta en regiones mal conectadas entre si. Las empresas eléctricas tenían su propia red de autoabastecimiento. El Estado nacionalizó una parte importante de las redes de transporte existentes, propiedad de distintas compañías eléctricas, con el fin de explotarlas de forma conjunta, puesto que se entendió que se trataba de un monopolio natural. A tenor de ésta filosofía, la mayor eficiencia se alcanza con una única empresa responsable y para tal fin, se creó Red Eléctrica de España (REE). La empresa responsable creada asume dos funciones principales: la de transportista y la de responsable de coordinación de la producción y el transporte, mediante su centro de control (CECOEL).

Con el control de la red de transporte y la presencia en todos los niveles del sector energético con los costes estándar, el Estado tenía la capacidad de planificar las políticas energéticas del país a corto, medio y largo plazo. Es decir, tenía un control total del sector para orientarlo a donde se deseara.

4.1.2. Mix eléctrico.

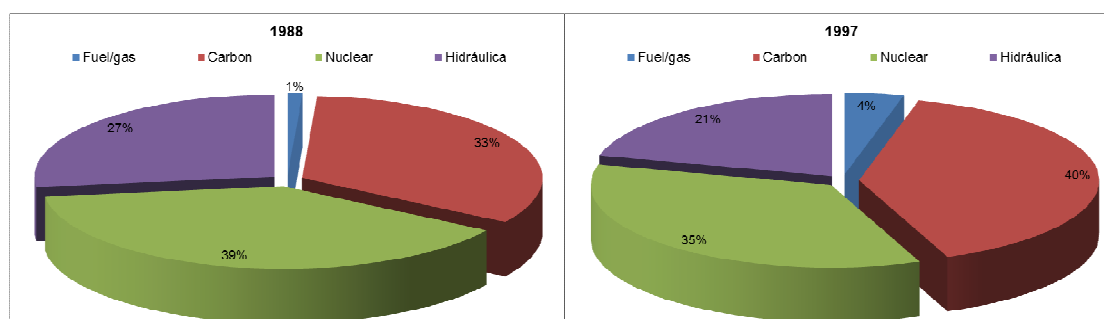


Figura 4.3. Estructura de la producción por tipo de energía primaria. Fuente: REE.

Durante la vigencia del MLE se produjo un aumento de la generación eléctrica en España que pasó de 121.014 a 160.953 GWh. Este aumento, coincidió con el crecimiento del país. Durante este periodo, la producción eléctrica era abastecida prácticamente a partes iguales entre nuclear, hidráulica y carbón quedando una muy

poca parte para las unidades de Fuel/Gas (entre 1% y 4%). Se puede considerar, observando los datos proporcionados por REE, que durante el periodo de vigencia del Marco Legal Estable, la estructura de producción no sufrió modificaciones importantes. Sin embargo, con la entrada en vigor de la Ley del Sector Energético si que se notará una variación del mix energético. A dichos cambios nos referiremos más adelante (véase figura 4.3).

Durante el MLE se produjo el comienzo de la energía producida en Régimen Especial que empieza a cubrir el 1% de la demanda de 1988 y que termina cubriendo el 10% en 1997.

4.1.3. Precio de la energía.

El precio de la energía estaba totalmente regulado y se utilizaba la tarifa integral. Consistía en agrupar los costes totales previstos del sistema eléctrico y dividirlos por la demanda que se preveía para el año en cuestión (véase figura 4.4). Los costes eran:

- Costes estándar de las empresas eléctricas para las actividades de generación y distribución.
- Costes de REE para la actividad de transporte y coordinación con la producción.
- Costes de otros transportistas y distribuidores.
- Costes asociados a los desvíos entre demanda estimada y real.
- Costes varios tales como stock de uranio, segunda parte del ciclo de combustible nuclear, programas de investigación, moratoria nuclear, ayudas al carbón, sobre coste del sistema extrapeninsular, etc.

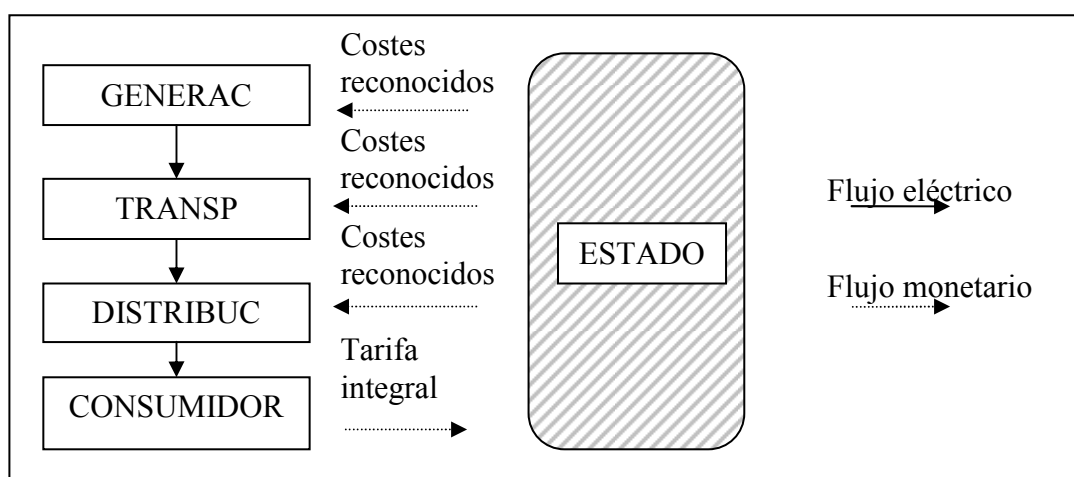


Figura 4.4. Funcionamiento de los costes en MLE. Fuente: [12].

La tarifa eléctrica creció durante la vigencia del MLE con un valor medio anual del 2,8%, sin embargo la inflación del país era del 4,9%. Se observa entonces que la tarifa eléctrica realmente descendía a un ritmo del 2,1% si la comparamos con la inflación. Es decir, el consumidor final pagaba un 2,1% menos cada año por la energía.

4.2. Evolución y análisis del mercado eléctrico desde 1998 hasta 2012.

Con el objeto de transponer la Directiva Europea 96/92/CE de la Unión Europea al ordenamiento jurídico español, el gobierno elabora y aprueba lo que terminaría siendo la Ley 54/1997 que da comienzo a la liberalización del mercado eléctrico. Desaparece la idea de suministro eléctrico público para crear un mercado que proporcione la energía a los consumidores mediante sus mecanismos de libre mercado.

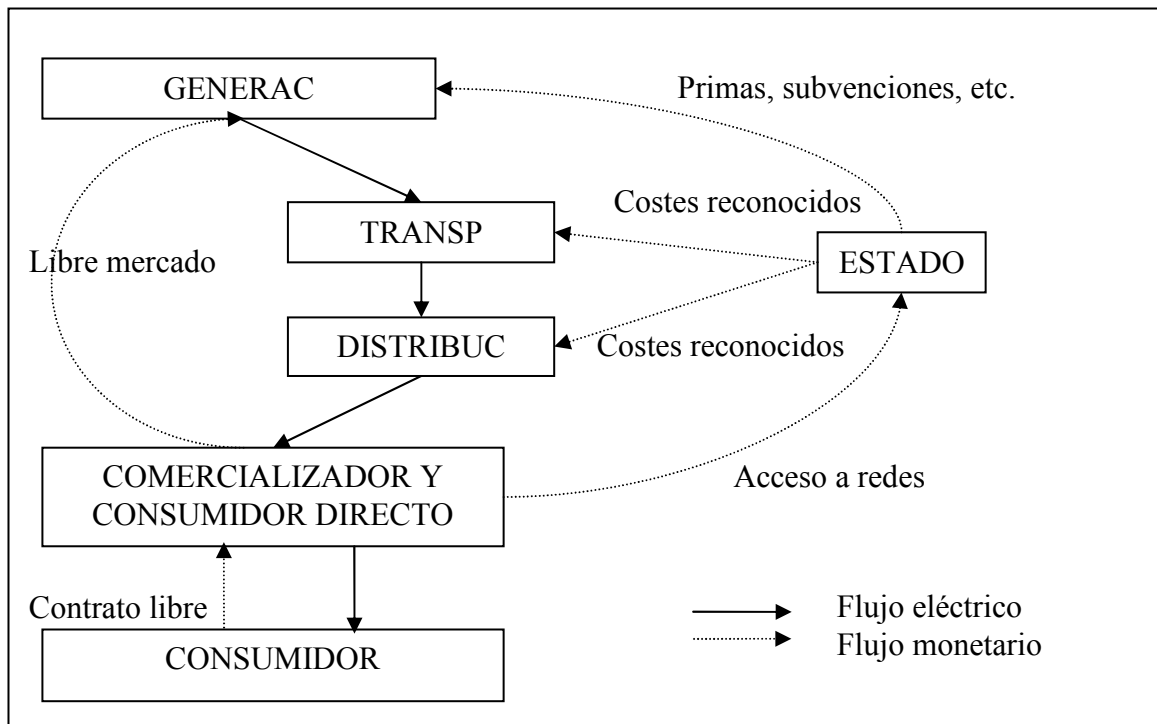


Figura 4.5. Funcionamiento mercado eléctrico. Fuente: [11].

En el actual mercado eléctrico hay presentes dos flujos muy definidos. El primero es el flujo de energía eléctrica que va desde los generadores a los consumidores directos y pequeños consumidores. El flujo eléctrico mantiene los pasos del anterior modelo (MLE) con la excepción de la aparición de un nuevo agente que es el comercializador, que se explicará más adelante. El segundo es el flujo monetario, que va desde consumidores pequeños y consumidores directos, al Estado y al generador. A su vez, el Estado retribuye a distribuidores, transportistas y generadores (véase figura 4.5).

Existen varios mecanismos, por los cuales, generadores y consumidores acuerdan un precio por la energía. Se dividen en dos tipos:

- Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL). Acuden los agentes de mercado español y portugués. A su vez existen dos divisiones:
 - Mercado de producción diario e intradiarios (mercado spot). Son organizados por el polo español (OMIE). Son mercados horarios, donde se deciden los precios y cantidades para todas las horas.
 - Mercado a plazos. Son organizados por el polo portugués (OMIP). Se subastan contratos estables a largo plazo

- Mercados no organizados. Son contratos bilaterales entre un productor y un consumidor para un periodo de tiempo determinado.

4.2.1. Instituciones del sistema eléctrico.

4.2.1.1. Generadores, productores y compañías eléctricas.

En el actual modelo de mercado eléctrico está liberalizada la instalación de capacidad de generación. Los inversores gozan de autonomía para invertir en función de sus expectativas de mercado. Pueden elegir el tipo de tecnología y la potencia de la instalación. De la misma forma, la retribución de la generación se realiza a través de los mecanismos del mercado. Es decir, mediante los mercados no organizados (contratos bilaterales) o contratos en el mercado ibérico (mercado a plazos y mercado de producción diarios e intradiarios).

En el mercado participan dos tipos de generadores:

- Régimen ordinario. Es la generación tradicional. Compiten entre sí en el mercado mayorista.
- Régimen especial. Es la generación que recibe una prima o incentivo del Estado. Tienen preferencia de venta. Desde 2004 pueden competir en el mercado mayorista.

La producción de electricidad ha aumentado durante el periodo comprendido entre 1998 hasta 2008. En el 2009 se produce un descenso en la producción debido al contexto económico que sufre el país. Se observa en la tabla 9 que la variación anual durante todo el periodo, incluido el 2009 es de un 3,7% anual. Es decir, se demanda cada vez más energía y es necesario más capacidad de generación para suplir a los consumidores.

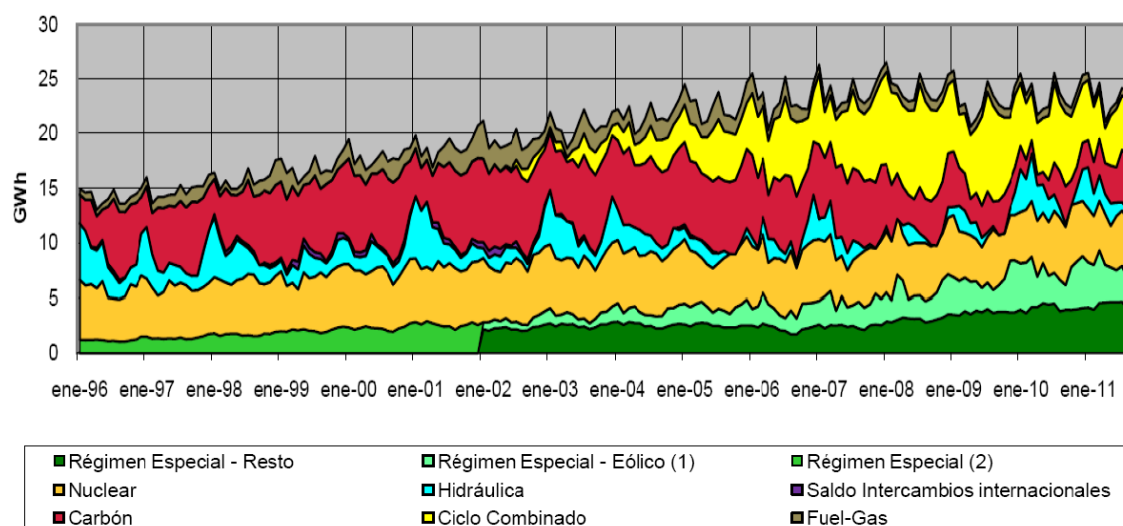


Figura 4.6. Cobertura de la demanda eléctrica. [13]

Al comienzo de la liberación del mercado eléctrico, en 1998, se cubría la demanda principalmente con la energía nuclear como base y con una fuerte presencia de la tecnología de carbón (véase figura 4.6 y tabla 16). Según se va avanzando en el tiempo, empiezan a incorporarse el ciclo combinado de gas natural y las energías renovables (eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, etc.). El resultado es un

desplazamiento del carbón del mercado en favor de estas nuevas tecnologías, pero sigue estando presente la tecnología nuclear que trabaja a plena capacidad. Las centrales de Fuel-Gas, por sus elevados costes, proporcionaban una reducida cobertura de la demanda al comienzo de la liberación, y en el 2011 su aportación se vuelve aún más reducida. Muchas de estas plantas se han clausurado.

4.2.1.2. Clientes y consumidores.

Con la liberación del mercado se crea la figura de la comercializadora de electricidad y dos mercados: el mercado mayorista y el minorista. En el primer mercado las comercializadoras y los grandes consumidores directos compran la electricidad a los generadores. Estos deben abonar la tarifa de acceso a la red eléctrica. En el mercado minorista los consumidores domésticos y pequeñas empresas tienen que contratar los servicios de una comercializadora para adquirir la energía eléctrica (véase figura 4.7).

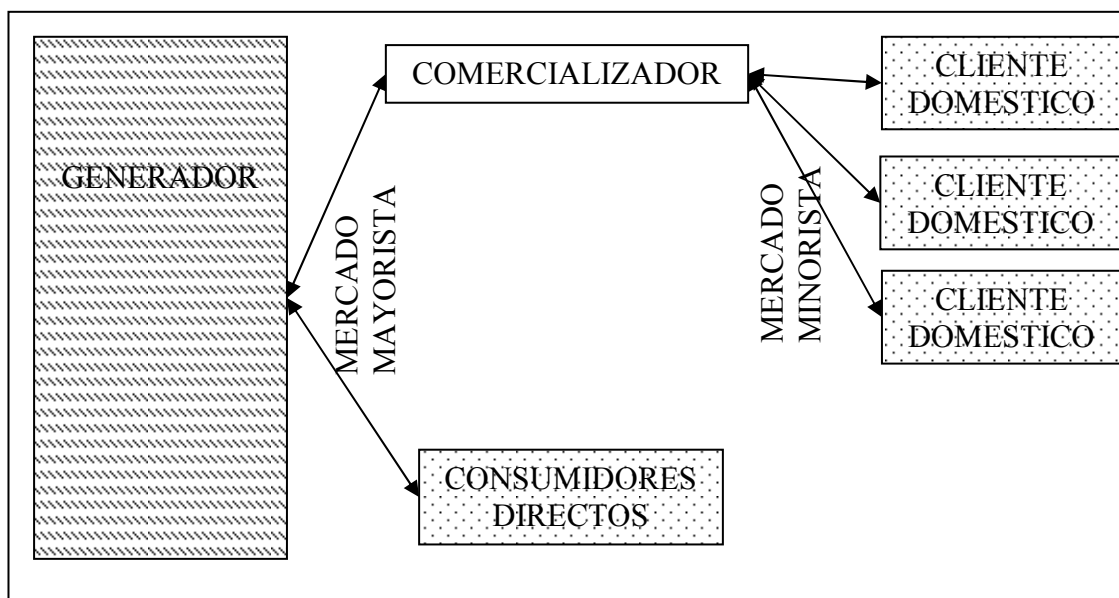


Figura 4.7. Compra de energía.

El trabajo que realizará la comercializadora será el de intermediario entre consumidores y los generadores. Participa tanto en el mercado mayorista como el minorista.

4.2.1.3. OMIE.

“El artículo 33 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, crea la figura del operador del mercado, a quien encomienda el ejercicio de las funciones necesarias para realizar la gestión económica del sistema referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad. Desde 1998 el operador del mercado es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica con las funciones descritas en dicha Ley, así como de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros



correspondientes y, por consiguiente, incorporando los resultados de los mercados diario e intradiarios de electricidad.

Desde el inicio de su actividad, las funciones correspondientes al operador del mercado fueron encomendadas normativamente a la sociedad Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A. (OMEL), que a partir de 30 de junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A. (OMIE).

El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), ha aprobado una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices o tenedoras, con participaciones cruzadas entre sí del 10%, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo y la sociedad gestora española OMI, Polo español S.A. (OMIE), el mercado spot.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Convenio, con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, ha concluido el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMIE) y que ha supuesto la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad y de otros productos de base energética, desarrollada hasta la citada fecha por OMEL, a favor de OMI, Polo español S.A. (OMIE).

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE), asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL, mientras que la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) se configura como una sociedad tenedora de acciones, que poseerá el cincuenta por ciento (50%) de cada una de las sociedades gestoras anteriormente mencionadas y el 10% de la sociedad matriz portuguesa, OMIP–Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A.” [14]

4.2.1.4. REE.

Red Eléctrica de España, S.A., se funda en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, de 26 de diciembre. Es una empresa dedicada en exclusividad al transporte de energía eléctrica y a la operación de sistemas eléctricos.

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 confirmó el papel de Red Eléctrica como pieza clave en el funcionamiento del sistema y la Ley 17/2007, que modificó esta legislación para adaptarla a la Directiva Europea 2003/54/CE, ratificó a Red Eléctrica como el transportista único y operador del sistema eléctrico español.



Durante 2010, en cumplimiento de dicha Ley se completó la adquisición de los activos de transporte a las empresas eléctricas, incluidos los sistemas de Baleares y Canarias y representó la consolidación de la compañía como transportista único, lo que la convierte en el TSO (Transmission System Operator) del sistema eléctrico español.

Red Eléctrica, como operador del sistema, garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico manteniendo en constante equilibrio la generación y el consumo. Además, Red Eléctrica es el gestor de la red de transporte y actúa como transportista único [15].

4.2.2. Mix eléctrico.

Desde que se liberalizase el mercado eléctrico en 1997 el mix energético ha sufrido variaciones debido principalmente a la introducción de las denominadas energías renovables y los ciclos combinados a gas natural.

El parque de generación se ha aumentando con la creación del mercado (Véase tabla 8). La variación del mix energético se explica a continuación (véase figura 4.8 y anexo A3):

- Se destaca la fuerte introducción de los ciclos combinados. En el 2002 se pone en servicio el primer ciclo combinado. En 2003 se tenían instalados 4.294 GW y en el 2011 se ha aumentado hasta los 27.123 MW.
- Las tecnologías hidráulicas y nucleares no han sufrido variaciones significativas con aproximadamente 17.000 y 7700 MW respectivamente.
- La capacidad total de las unidades de carbón también se mantiene constante en torno a los 12.000 MW.
- Se ha reducido significativamente los generadores de fuel/gas de 10.675 GW a 1.492 MW. Prácticamente es una tecnología que ha desaparecido del parque eléctrico.
- La energía eólica ha aumentando de manera muy amplia situándose en los 21.091 MW instalados.

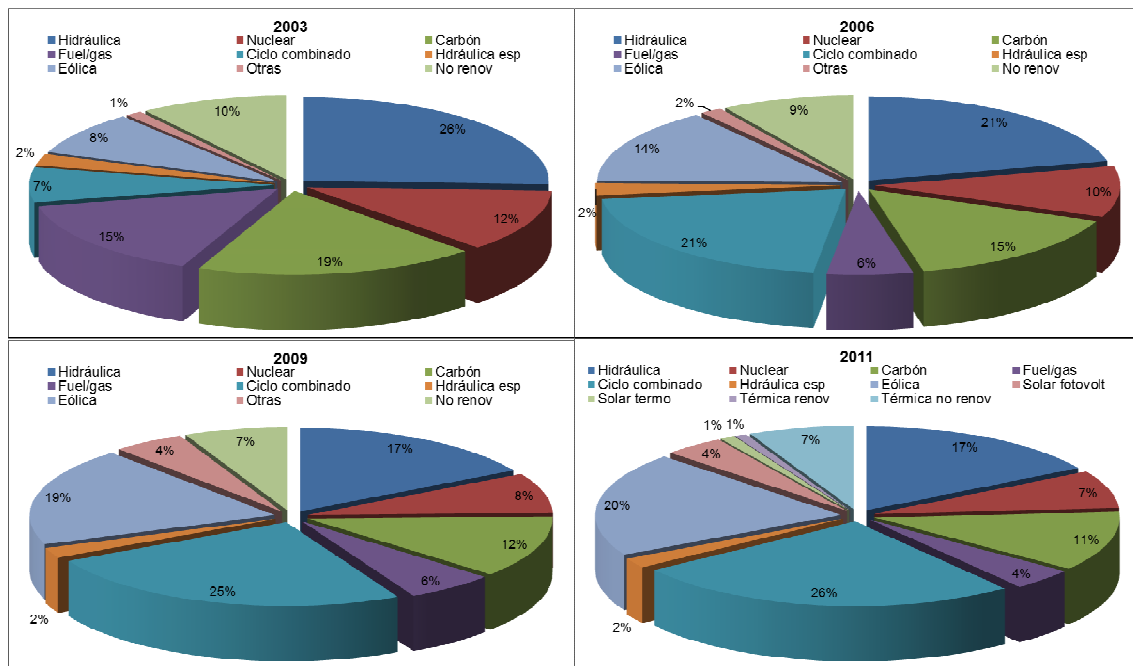


Figura 4.8. Balance de potencia desde 2003 a 2011. Fuente: REE.

4.2.3. Precio de la energía.

En mercado de electricidad se establecen diferentes periodos para la realización de ofertas. Está separado en tres mercados donde se negocian las ofertas de compra-venta de energía a largo plazo, en el día anterior y en el mismo día de suministro. Cada mercado es gestionado por diferentes organismos.



Figura 4.9. Secuencia de mercados. Fuente: [16]

Los mercados a plazo se dividen entre contratos bilaterales y subastas a plazo. En el primero se establece un acuerdo entre generador y consumidor por un determinado precio y tiempo y es supervisado por OMIP (véase figura 4.9). En la subastas a plazo se acuerdan unas cantidades para un determinado plazo donde puede

encontrase cualquier generador con intención de vender y cualquier comercializador con intención de adquirir energía a un precio estable.

En las subastas que se realizan en día anterior al suministro (D-1) comercializadores y generadores envían sus ofertas de compra y venta por cada hora del día siguiente y es el OMIE quien se encarga de casar las ofertas.

Con los volúmenes de energía contratados para el día en cuestión OMIE y REE se encargan de ajustar los desvíos que se producen a lo largo del día para casar adecuadamente producción y consumo.

Curva de oferta.

Los vendedores envían sus ofertas de energía a un determinado precio para cada una de las horas del día y es OMIE quien las agrega en una única curva de precio ascendente. Son curvas por tramos que corresponden, en general, a las centrales de la misma tecnología (véase figura 4.10).

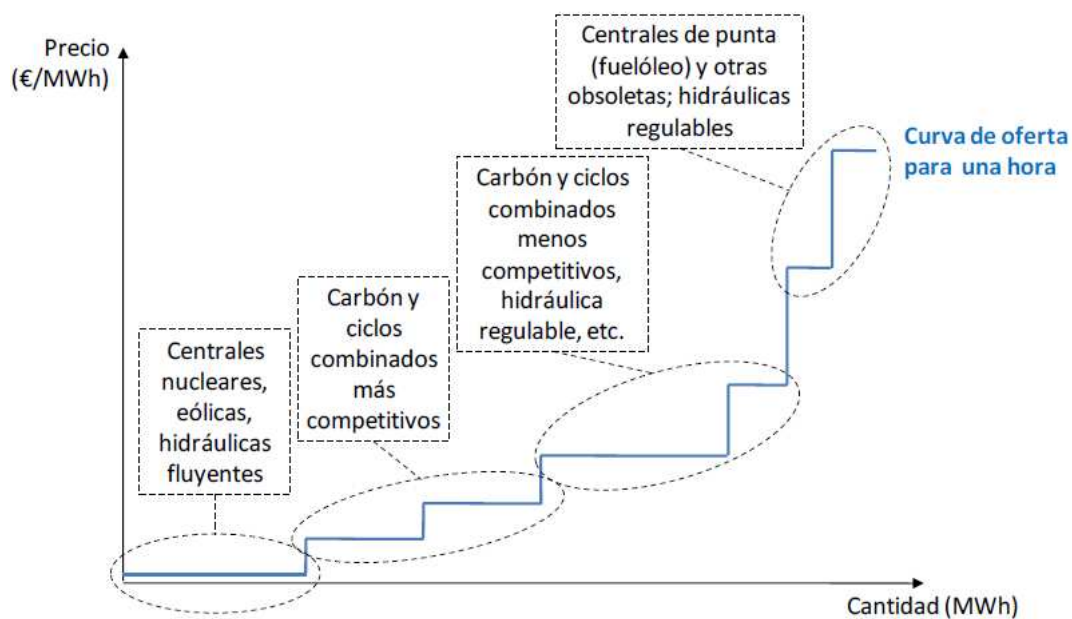


Figura 4.10. Curva de oferta. Fuente: [16].

Las ofertas de los generadores deben cumplir ciertos criterios por lo que son supervisados por la Comisión Nacional de la Energía (CNE). Se encarga de velar por el cumplimiento, por parte de los sujetos actuantes, de los principios que informan la libre competencia.

Curva de demanda.

Existen tres tipos de consumidores: los de grandes tamaños (grandes industrias, transporte ferroviario, etc.), tamaño medio (empresas de sectores industriales y servicios) y pequeños consumidores. Muchos consumidores acuden al mercado liberalizado a través de los denominados comercializadores que ofertan una serie de

precios y se encargan ellos de comprar energía en el mercado eléctrico (véase figura 4.11).

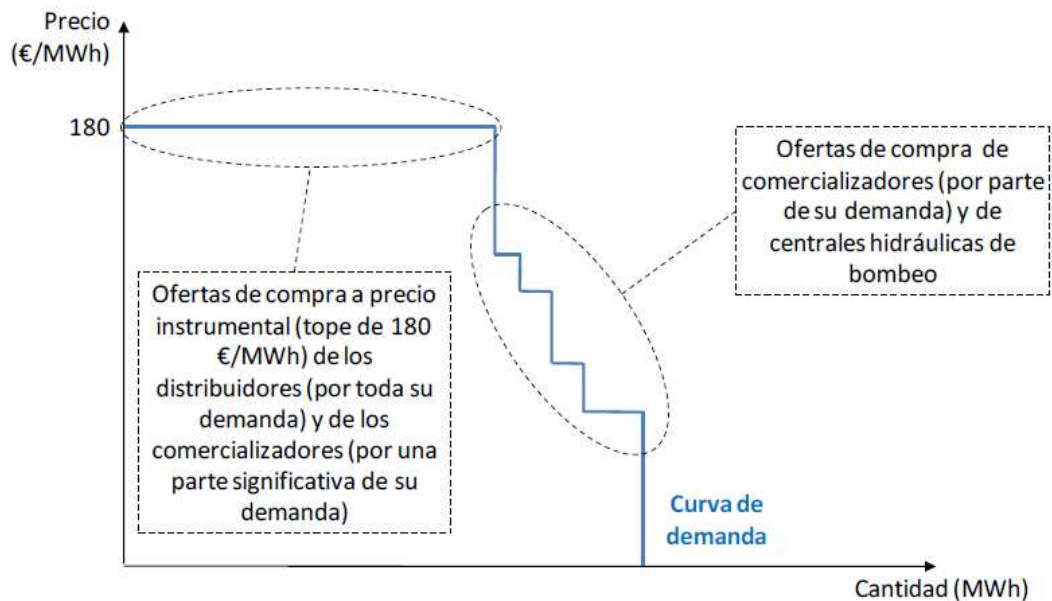


Figura 4.11. Curva de demanda. [16].

4.2.3.1. Precio final energía.

En el MLE el precio de la energía eléctrica estaba totalmente regulado por el Estado. Sin embargo, en el mercado liberalizado se siguen teniendo dos partes del precio bien diferenciadas: La parte de mercado, que se obtiene de la casación, y la componente regulada (véase figura 4.12).

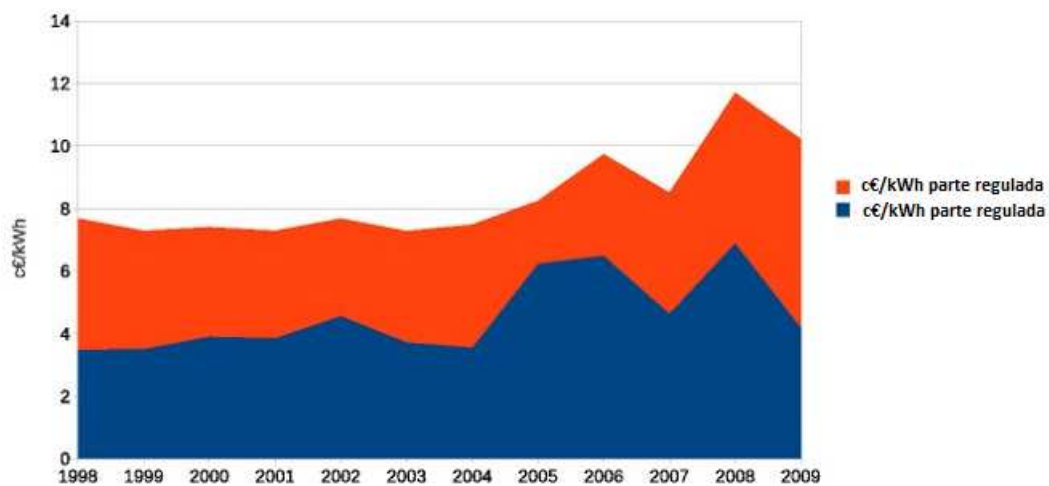


Figura 4.12. Desglose del coste kWh. Fuente: [12].

- Parte regulada. Es la parte obtenida para el pago de los costes de transporte, distribución, incentivos a la disponibilidad, etc.
- Parte de mercado. Es la parte obtenida por los mecanismos del mercado (subastas, contratos bilaterales, etc.).

La parte regulada del precio está formada por los costes necesarios para el buen funcionamiento del sistema eléctrico. Incluye los costes de transporte, distribución, comercialización, moratoria nuclear, etc.

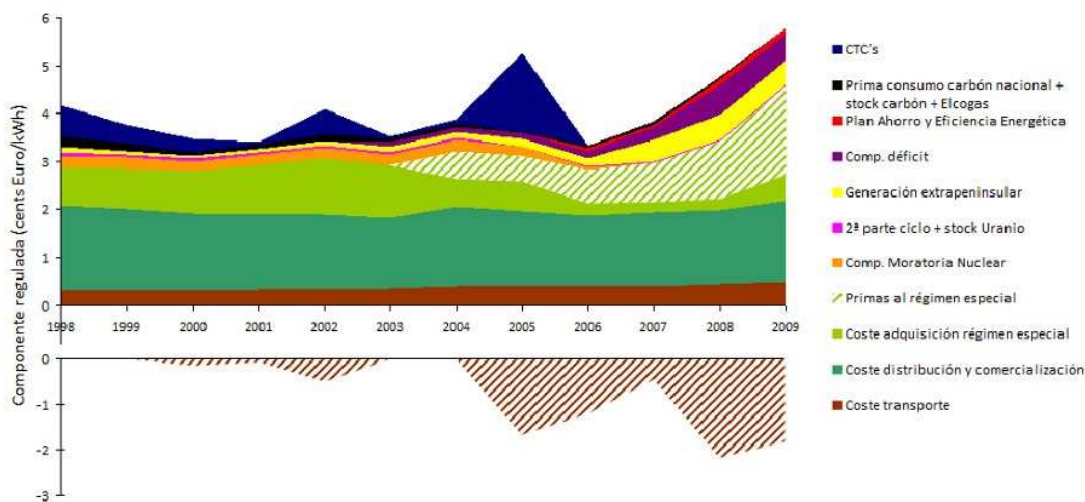


Figura 4.13. Parte regulada del precio. Fuente: [12].

En año 2009 de la figura 4.13 se ve que el 76% de la parte regulada está formada por la comercialización y distribución (38%), adquisición régimen especial y primas a las renovables (29%) y transporte (9%).

La componente de mercado es el resultado final de los diferentes mercados que están presentes actualmente (véase figura 4.14).

- Mercado diario. Consumidores y generadores acuerdan la cantidad de energía a intercambiar
- Mercado intradiario. Los participantes modifican sus programas casados en el mercado diario, acordando nuevos intercambios a diferente precio. Es un mercado de ajustes.
- Mercado de operación. Orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Gestionados por REE.

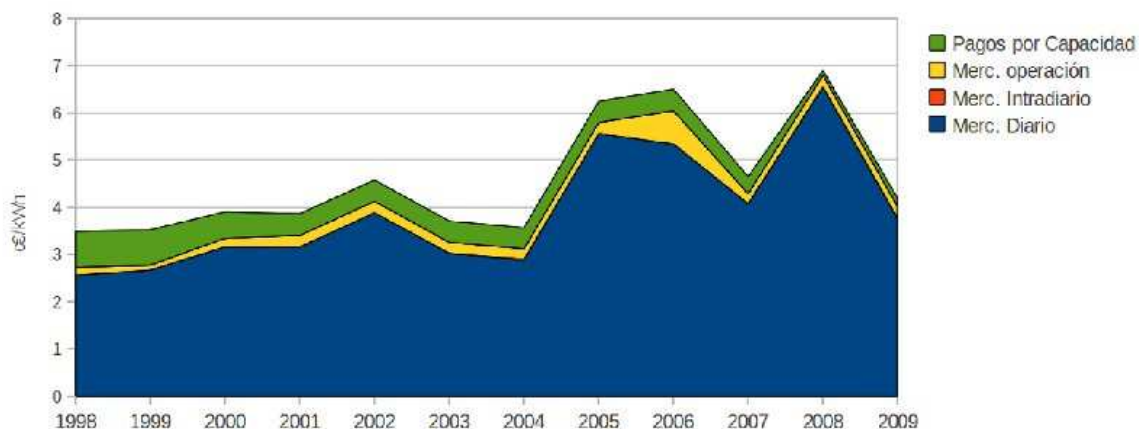


Figura 4.14. Parte de mercado. Fuente: [12].



En la componente regulada existe otro concepto que son los denominados pagos por capacidad. Retribuyen la capacidad instalada del sistema de generación para mantener un margen de seguridad o de garantía de suministro. Este pago retribuye a los generadores por dos conceptos.

- Servicio de disponibilidad. Puesta a disposición del OS de una determinada potencia de generación en un horizonte temporal. Se encarga el OS de controlar y liquidar los pagos.
- Incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. Puesta a disposición del OS de determinada potencia instalada. Potencias superiores a 50 MW y con acta de puesta en marcha posterior a 01 de enero de 1998. Quedan excluidas las de régimen especial con prima.

4.2.3.2. Costes de Transición a la Competencia.

En el Marco Legal Estable se pagaban a los generadores los gastos de inversión reconocidos con el RD 1538/1987 para todas las tecnologías. Con la liberación del mercado en 1998, los costes de inversión reconocidos previamente no habían sido pagados en su totalidad. Se establecieron los denominados Costes de transición a la Competencia (en adelante, CTC). El objetivo de establecer los CTC era que las empresas generadoras recuperasen la inversión realizada en el MLE puesto que en el mercado liberalizado esto no estaba garantizado.

El reparto de los CTC entre las empresas se realizaba según unos porcentajes fijados inicialmente para cada empresa eléctrica y se revisaban periódicamente. Las compañías recibían como Costes de transición a la Competencia la diferencia entre el precio del mercado y el precio de referencia, fijado en 36,06 €/MWh. Si el precio del mercado era inferior al de referencia se compensaba la diferencia, sin embargo, si el precio del mercado era superior, eran las empresas las que debían abonar las diferencias.

En el 2005 los CTC pendientes de cobro resultaron negativos. Al año siguiente, con la aprobación del RD 7/2006 se suprimen los CTC. Al eliminarse en el 2006, cuatro años antes de la fecha prevista originalmente (2010), los beneficios extras correspondientes a los cuatro años restantes no fueron abonados, ya que se consideró que los costes habían sido pagados y no era necesario continuar.

4.2.3.3. Tarifa de Último Recurso.

“A partir del 1 de julio de 2009 entró en vigor un nuevo sistema de tarifas eléctricas en el que coexistirán, por un lado, el mercado libre, y por otro lado, una tarifa fijada por el gobierno: la Tarifa de Último Recurso (en adelante TUR).

La TUR es el precio regulado por el gobierno para el suministro obligatorio a los clientes domésticos que no quieren o no pueden buscar otras ofertas en el mercado. Se configura como una tarifa refugio y está reservada para los consumidores que tienen una potencia contratada inferior a 10 kW, segmento en el que se encuentran prácticamente todos los consumidores domésticos.



La puesta en marcha del nuevo sistema implica que todos los consumidores deberán comprar la electricidad a través de una empresa comercializadora. Para facilitar la transición al nuevo modelo, el Gobierno designó a cinco empresas, denominadas Comercializadoras de Último Recurso (CUR), que obligatoriamente deberán acoger a los clientes con derecho a la TUR que ahora reciben su suministro a través de empresas distribuidoras sin necesidad de que los consumidores hagan gestión alguna.” [17]

El Estado ya no tiene la capacidad de fijar un precio en el marco liberalizado. Para fijar un precio a la tarifa, se crearon los Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (comúnmente conocido como subastas CESUR) que están organizadas por OMEL.

La Tarifa de Último Recurso se obtiene con la suma del precio de la subasta CESUR, la componente regulada y un margen de beneficios fijado desde la administración, a las Comercializadoras de Último Recurso.



CAPITULO 5:

EVALUACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EUROPEOS



5. EVALUACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EUROPEOS

El marco regulatorio tradicional del sector eléctrico europeo ha ido transformándose durante la década de los 90, para alcanzar en la actualidad una forma muy distinta. El nuevo marco está centrado en el establecimiento de mercados de electricidad y a la posibilidad de que los consumidores puedan elegir su suministrador.

Los motivos para que se produjese el cambio fueron múltiples:

- Incorporación de las políticas neoliberales de los años 80 en los gobiernos, que potencian el sector privado en perjuicio del sector público.
- Un sistema potente de transporte, que permite competencia de producción de electricidad entre regiones muy amplias.
- Aparición de la tecnología de ciclos combinados, de bajos costes de inversión y construcción frente al resto de tecnologías.
- Una situación de precios bajos para las fuentes energéticas y reducción de los tipos de interés, lo que provocó que el precio de la nueva generación fuese igual o inferior al coste medio de la existente.
- Amplia disponibilidad de sistemas de información y su tratamiento más eficiente.

A partir de ese momento, cada país abordó una serie de reformas. El mercado eléctrico ha ido evolucionado en la mayoría de los países europeos desde transacciones con entrega al contado (o spot) a transacciones con entrega a plazo (o mercado a plazo). En Europa se pretende disponer un marco regulatorio común, con las directivas aprobadas y las iniciativas de los órganos consultores, cuyo objetivo último es el mercado único de energía. Sin embargo, cada gobierno ha desarrollado desigualmente sus mercados eléctricos en cada uno de los Estados miembros [18].

5.1. Reino Unido.

El mercado inglés fue de los primeros mercados eléctricos europeos en comenzar a funcionar. Tiene características muy comunes con el nórdico. En el instante que se decidió realizar la reestructuración del sector eléctrico no había experiencias previas (a excepción de Chile que puede considerarse el auténtico inicio los mercados eléctricos).

En 1989 se aprobó la reforma a través del “Electricity Act” con la intención de privatizar el monopolio eléctrico “Central Electric Generating Board” y fomentar la competencia para mejorar los intereses de los clientes.

El mercado mayorista se organizó en torno del pool que posteriormente se implantó en España. Se trata de un modelo en el cual los generadores presentaban ofertas complejas para satisfacer la demanda de energía que se estima previamente. Con los datos se calculaba para cada periodo el precio marginal del sistema con dos añadidos mas: a) los pagos por capacidad, calculado en función de una medida de probabilidad de pérdida de carga y b) un sobrecargo para remunerar las pérdidas en la red, servicios



complementarios, etc. Este sistema era complementado por un mercado bilateral donde se negociaban contratos no estandarizados.

El diseño implantado tuvo un comienzo muy prometedor, pero empezó a recibir críticas. Los generadores descubrieron fallos que permitían manipular los procesos de precios –vinculados al cálculo de pago por capacidad y al modelo GOAL con el que se calculaba el precio marginal del sistema- lo que provocaba que la demanda no actuase de forma adecuada. Era un comportamiento unánime de los agentes, por lo que se consideró la necesidad de un cambio [18].

El nuevo modelo propuesto fue el “New Electricity Trading Arrangements” (NETA), que se convirtió en el “British Electricity Trading and Transmission Arrangements” (BETTA) con la incorporación del sistema escocés. Con el nuevo modelo desapareció el Pool y se empezaron a utilizar los contratos bilaterales entre generación y demanda. A su vez, aparecieron los mercados diarios APX Power UK. Con el nuevo sistema NETA el precio del mercado mayorista bajó significativamente (alrededor de un 20% en 2 años). Dicha situación es consecuencia directa de un periodo de sobrecapacidad. En los años subsiguientes, el precio recuperó su tendencia ascendente.

5.2. Países nórdicos.

El modelo de los países nórdicos es considerado por varios autores (J. I. Pérez Arriaga, Carlos Batlle, Carlos Vázquez, etc.) uno de los mercados más próximos al modelo ideal de funcionamiento [18]. Para poder alcanzar esta situación se requieren de tres cualidades: a) Una estructura empresarial suficientemente atomizada, b) un mix de generación variado con la suficiente generación hidráulica para dar simplicidad a la operación, c) capacidad de interconexión elevada con los países vecinos y una política común para aunar esfuerzos en la misma dirección y d) una fuerte aceptación pública de la liberalización como el mejor camino para el ahorro. En todos estos sentidos los países nórdicos cumplen las cualidades descritas, por lo que han conseguido un mercado liberalizado muy eficiente.

La creación del marco jurídico para la liberalización del mercado llegó en 1991 con la reforma del sistema noruego. Se segregó la red y su gestión de la empresa estatal Statkraft, y se crea un operador del sistema, llamado Statnett. En el siguiente año se creó el mercado organizado y se comenzó con uno de los primeros mercados mundiales de contratación de energía eléctrica a plazo. El país vecino de Noruega, Suecia, empezó con las reformas dos años más tarde. Juntos crearon un mercado organizado común, “Nordpool”. En 1995 Finlandia se une a las nuevas filosofías liberalizadoras y puso en marcha dos mercados organizados en 1995 y en 1998. Ambos no tuvieron el comportamiento deseado y finalmente se incorporaron al “Nordpool”. Por último, Dinamarca se incorporó en el 2002 en el mercado organizado nórdico.

Development of the Deregulated Nordic Power Market

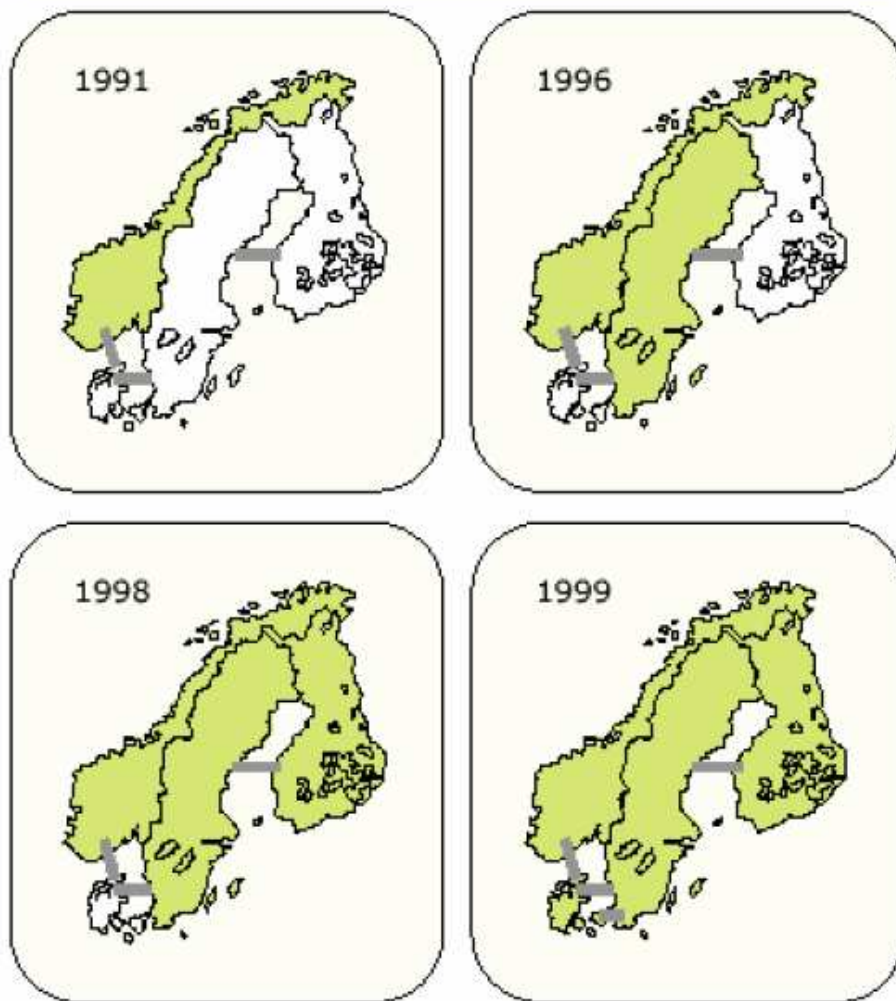


Figura 5.1. Evolución de Nordpool. Fuente: Nordpool

El mercado mayorista nórdico está diseñado para que funcione a partes iguales entre el mercado diario organizado “Nordpool” spot y los mercados bilaterales. En el mercado spot los agentes presentan ofertas simples para una hora, para un bloque de varias horas consecutivas o para la hora en que el mercado tiene el precio más alto, denominado oferta flexible. Existe una diferenciación de precios en función de las zonas: 3 zonas en Noruega, 2 en Dinamarca y 1 en Suecia y Finlandia. También, se calcula el precio marginal del sistema para el caso de ausencia de congestiones, que se emplea para los mercados financieros.

5.3. Alemania.

En el mercado alemán el proceso de regulación ha estado siempre vinculado a las negociaciones entre el Estado alemán y las empresas eléctricas. No obstante, el gobierno se caracterizó en los comienzos por una regulación lenta en ciertos momentos “ex post” en comparación a los países descritos anteriormente. En 1996, tras la



aprobación de la directiva europea DE 96/92/CE se da comienzo a la reforma del sector eléctrico, como sucedería en España, y en 1998 se aprueba la ley de la industria energética “Energiewirtschaftsgesetz” (EnWG). Se caracterizó por el establecimiento de un mercado abierto a los consumidores pero no se aprovechó el momento para la separación legal entre la generación y el transporte. Además, se crearon mecanismos de protección al carbón, la cogeneración y las renovables y se optó por un acceso no regulado (acceso negociado) de terceros a la red. Para el acceso a red se acordaron unas tarifas, entre las ocho empresas existentes y algunos representantes de la gran industria, en el acuerdo “Verbändevereinbarun” (VV) que fue modificando en sucesivas ocasiones.

Para el mercado minorista se creó la figura de comprador único que tenía la capacidad de agregar las compras de los municipios. Esta situación fue debida a las características connaturales del sector en el momento de la liberalización. Existían más de 75 empresas distribuidoras y en muchas de ellas poseían cierto grado de integración vertical en el negocio.

Con anterioridad a las reformas emprendidas por el gobierno alemán, el sector eléctrico se encontraba sobredimensionado lo que ocasionó una fuerte competencia y una bajada de precios notable. Una vez aprobadas las reformas y emprendido el proceso de liberalización, se llegó a una reducción de 40% en el precio y se consiguió el objetivo perseguido. Al cabo de dos años, las ocho compañías principales pasaron a ser cuatro (E.On, EDF, RWE y Vattenfall) con una cuota de mercado próxima al 75%.

El sector eléctrico alemán siempre ha estado marcado por una fuerte integración vertical, de ahí su organización mediante contratos bilaterales. Se crearon dos mercados mayoristas organizados: “European Energy Exchange” (EEX) y “Leipzig Power Exchange” (LPX) pero finalmente se unieron en un nuevo mercado EEX. Dicho mercado tiene una organización muy parecida al “Nordpool” con productos horarios. Y se ofrece un mercado a plazo. A diferencia del mercado español no cuenta con un tienen mercado de reservas y/o desvíos, por lo que se ajusta en subastas de reserva primaria y secundaria, a seis meses vista, y la reserva terciaria se subasta diariamente.

5.4. Italia.

Tres años después de la Directiva Europea 96/92/CE el gobierno italiano comienza sus reformas en el sector eléctrico. El mercado italiano original (“Gestore del Mercato Elettrico”, GME) tiene un diseño parecido al español. Dicho mercado dispone de: mercado diario, intra-diario y servicios complementarios. No obstante, no existía una apuesta clara por los contratos bilaterales, exceptuando las condiciones particulares que estaban sujetas a la aprobación de la “Autorità della Rete di Trasmissione Nazionale” (GRTN). La propiedad de la red se realiza a través de la sociedad Terna, que en sus comienzos pertenecía a ENEL. En el 2004 fue puesta en venta en la bolsa italiana y en el 2011 adoptó una nueva estructura organizativa. Para los consumidores cautivos se crea la figura del “Acquirente Unico” que se encarga de la compra de la electricidad.



Como sucedió en otros países, la liberalización del mercado fue lenta. Parte del retraso fue ocasionado por parte de los grandes consumidores industriales que consideraban que se reducía su capacidad de negociación con las compañías eléctricas, al aplicarles la misma tarifa que al resto de la sociedad. Finalmente, se autorizaron los contratos bilaterales en 2002.

A partir del 2004 se observa una clara intención por mejorar el mercado eléctrico. Se creó el “Italian Power Exchange” (IPEX) que gestiona gran parte de la energía y el “Acquirente Unico” compra energía de diferentes orígenes de negocio eléctrico (IPEX y contratos bilaterales) y la vuelve a vender a las distribuidoras a un precio definido. Cabe destacar que el IPEX tiene diferentes precios zonales con los cuales se remunera a los generadores. Si bien, los consumidores tienen un único precio ponderado de las diferentes zonas del país.

5.5. Francia.

El mercado Francés se caracterizó en sus comienzos por ser uno de los últimos en entrar en la filosofía de la liberalización, a diferencia de Reino Unido y los países nórdicos. Es en el 2000, cuatro años después de la directiva europea, cuando se transpone a su ordenamiento jurídico. A partir de ese momento, se separan las actividades de supervisión y regulación (por lo que se creó la “Commission de Régulation de l’Energie”, CRE) y la operación del sistema (se creó para tal efecto la “Réseau de Transport d’Electricité”, RTE). Se optó por abrir gradualmente el mercado minorista y no es hasta el 2007 cuando se alcanza el 100%.

El mercado francés es uno de los mercados que menos ha cambiado de los europeos. Se trata de un mercado con una fuerte empresa dominante Electricité de France, (EDF) y un sistema eléctrico con una gran capacidad de interconexión. Cabe destacar la importante presencia de energía nuclear con 58 reactores en servicio y una planta más en construcción (véase figura 5.2). Sin embargo, se trata del país con mayor utilización de la energía nuclear, aproximadamente el 85% de la energía eléctrica, y posee la mayor cantidad de reactores en relación a su población. Es por ello que gran parte del volumen de mercado eléctrico y los grandes consumidores se desarrolla a través de acuerdos bilaterales. De esta forma los generadores nucleares tienen garantizado parte del negocio y los grandes clientes se encuadran en una posición más favorable para negociar el precio de la electricidad.

5.6. Europa.

En estos momentos, los mercados eléctricos pueden ser de dos formas diferentes: “pool” o “responsables de equilibrio”. En el sistema pool, los agentes cualificados envían ofertas de compra y venta de energía a través del Operador del Mercado. En el diseño de responsables de equilibrio los agentes gestionan sus “perímetros de equilibrio”.



España e Italia son dos países que han realizado una fuerte apuesta por este diseño de mercado. Sus agentes, deben ofertar toda la energía disponible en el “pool” del mercado nacional de cada una de sus centrales y de forma individual.

Por el contrario, en países como Alemania y Francia el diseño está basado en la figura del responsable de equilibrio. Cada agente tiene delimitado una zona de actuación que se compone de entradas (producción, importaciones, etc.) y salidas (consumidores, exportaciones, etc.). Los agentes cualificados envían sus ofertas netas (entradas menos salidas) sin necesidad de realizar las ofertas de cada una de sus centrales, pudiendo darse el caso que no participen en las subastas de energía de los mercados. El Operador del Sistema asigna, a través del mercado de servicios complementarios, la energía de desvío en el caso que no estén equilibrados los perímetros de equilibrio. El objeto de este diseño es incentivar a que los agentes equilibren sus posiciones y a negociar para aquellos que tengan exceso o carencia de energía. Con ese mercado se da la posibilidad de que los agentes tengan preferencias en comprar energía en el mercado eléctrico, si sus costes de producción son superiores al mercado o viceversa.

Los agentes del mercado que funcionan como responsables de equilibrio tienen gran flexibilidad para definir los productos con los que trabajan, lo que provoca que puedan discernir y asumir el riesgo que les interese en cada momento. Para el correcto desarrollo del mercado se necesita que los agentes tengan amplia libertad de contratación. Es decir, los generadores pueden tomar sus decisiones de dónde y cuándo vender la producción y los comercializadores tienen la capacidad de decidir cómo compran la energía. Este diseño favorece la contratación bilateral, reduciendo la regulación en las transacciones tal y como sucede en Francia o Alemania.

Es necesario destacar que dentro de los mercados eléctricos existe la posibilidad de comprar la energía en el mercado spot o en el mercado con entrega a plazo. En el mercado spot se realizan las acciones necesarias desde el día antes del suministro, hasta prácticamente el momento de entrega de la electricidad. Su forma más común de operar es a través de subastas horarias organizadas por los diferentes Operadores de Mercado. Las subastas horarias existen en la actualidad en prácticamente todos los países, independientemente del diseño de funcionamiento del mercado (spot o con responsables de equilibrio). En el mercado a plazo, las transacciones de energía y por consiguiente, los contratos se realizan con mucha más antelación, pudiendo llegar desde los tres años antes hasta dos días antes de la entrega. Existen dos formas de operar en el mercado a plazo: bilateralmente entre dos agentes o a través de mercados organizados que disponen de cámaras de compra-venta de energía a plazo (ej. OMIP).

5.6.1. Evolución de los precios.

Los diseños de los mercados europeos han ido evolucionado de forma diferente, si bien los precios tienen tendencias parecidas entre sí, a tenor de los datos expuestos por la CNE [20]. Se debe prestar atención a la influencia de la crisis económica que ha azotado los mercados financieros y se ha visto reflejado en los diferentes precios de los mercados. En el 2008 se produce un fuerte aumento del precio de la energía seguido de un descenso, probablemente debido al estancamiento de la economía internacional. Se

tarda bastante tiempo en volver a tener una cierta tendencia positiva (a excepción de Nordpool que ha comenzado con una orientación negativa en el último año).

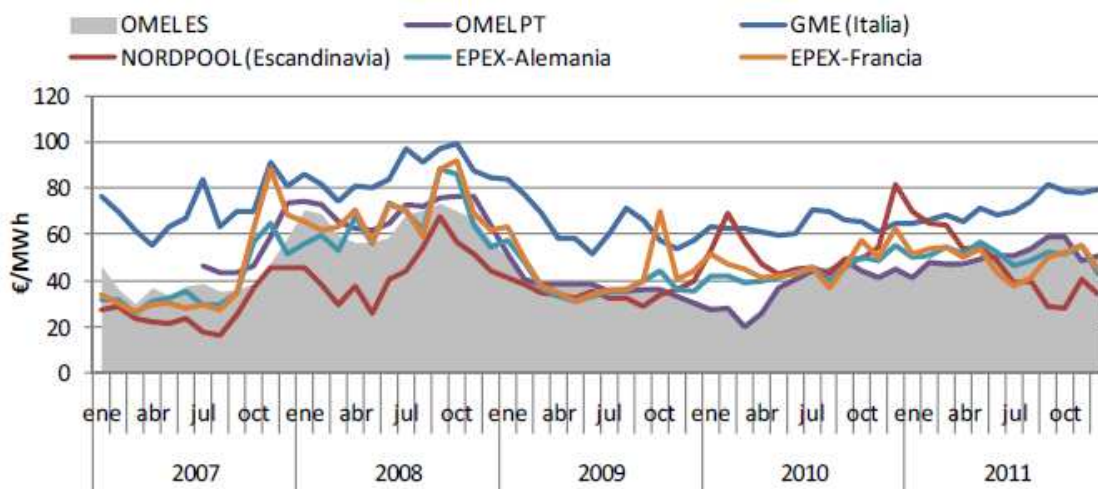


Figura 5.2. Evolución del precio del mercado spot de electricidad. Fuente: CNE.

En la figura 5.3 se puede observar que el precio del mercado diario en los mercados internacionales, en concreto, los principales pools europeos, ha sido en general superior al precio MIBEL durante la primera mitad del año 2011. A partir de junio, el precio del MIBEL se incrementa a la vez que los mercados europeos disminuyeron (con la excepción del mercado italiano y el mes de noviembre).

5.6.2. Operadores del sistema y del mercado.

Para el correcto funcionamiento de los correspondientes sistemas eléctricos nacionales, es necesario que haya organismos encargados del control de las redes y el control de los mercados. Cada país opta por una configuración distinta pudiendo darse el caso de que varias empresas sean las encargadas del mismo negocio pero en diferentes zonas, en vez de una única zona nacional (véase tabla 2).

	Operador del sistema	Operador del mercado
España	Red Eléctrica de España (REE)	OMEI (spot) OMIP (plazo)
Portugal	Rede Nacional de Electricidade (REN)	
Alemania	AMPRION, Transpower, 50 Hertz, EnBW Transportnetze	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (plazo)
Francia	Réseau Transport d'Électricité (RTE)	EEX Spot (Spot) EEX Power Derivatives (plazo)
Italia	TERNA	GME (spot)

Tabla 2. Operadores del sistema y operadores del mercado en Europa. Fuente: [19].

5.6.3. Instituciones reguladoras del mercado de electricidad.

Con la continua liberalización de los sectores eléctricos desde que comenzase en Reino Unido ha sido necesario crear Reguladores Energéticos en la Unión Europea. Estos organismos tienen como objetivos: a) introducción de competencia en actividades e generación y comercialización y b) el acceso de terceros a redes e infraestructuras de transporte y distribución [21].

5.6.3.1. Nivel nacional.

- **Parlamentos, Gobiernos, Ministerios de Energía.** encargados de la regulación del mercado eléctrico a nivel nacional.
- **Autoridades Regulatorias Nacionales (NRA).** Entidades nacionales cuyas competencias y poderes se otorgan por legislación nacional. Son entidades legalmente separadas de los gobiernos con el objeto de otorgarles mayor independencia. Son órganos consultivos y en algunos países con capacidad de decisión sobre temas energéticos. Publican informes comparativos sobre el funcionamiento de las empresas de redes, verifican el acceso abierto y no discriminatorio a la red, sancionan por incumplimientos, revisan las tarifas, etc.

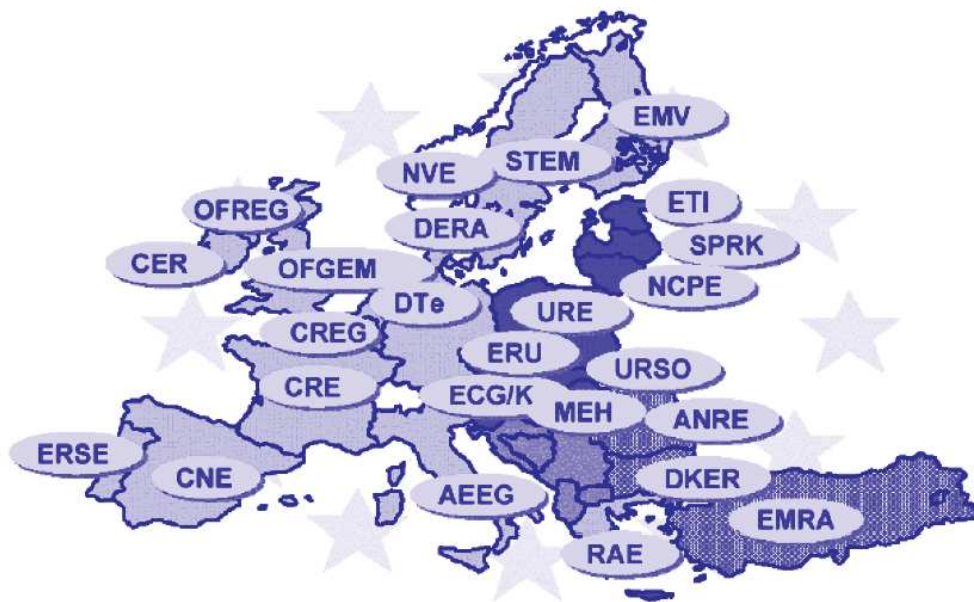


Figura 5.3. Autoridades regulatorias nacionales (NRA) en 2004. Fuente: [21].

5.6.3.2. Nivel europeo.

- **Comisión Europea.** Entre sus competencias se encuentran: la iniciativa legislativa y la vigilancia de la ejecución de las normas aprobadas por el Parlamento y el Consejo.
- **Consejo y Parlamento Europeos.** Aprueba la normativa europea de electricidad conforme a lo establecido en los tratados.



- **Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).** Agencia creada para establecer un organismo regulador independiente a nivel europeo. Entre sus funciones están el tratamiento de problemas transfronterizos, la supervisión de la reglamentación, vigilancia de la cooperación entre gestores de Redes de Transporte, toma de decisiones en cuestiones técnicas, etc.
- **Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG).** Órgano consultivo de la Unión Europea. Entre sus funciones cabe reseñar las de asesoramiento y asistencia a la Comisión Europea.
- **European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E).** Organización establecida para velar por la gestión óptima de la red de transporte eléctrico europeo.
- **Foro Regulatorio de Electricidad.** Reuniones que organizan periódicamente sin poder normativo. Sirven como punto de encuentro para contribuir al desarrollo armonizado de la regulación.



CAPITULO 6:

SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TRADIONAL Y ENERGÍAS RENOVABLES

6. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TRADICIONAL Y ENERGÍAS RENOVABLES

Hoy en día, existe una gran variedad de tecnologías de generación eléctrica en funcionamiento que engloban desde las centrales hidroeléctricas presentes desde 1900, hasta los modernos aerogeneradores, con una gran penetración en el mercado en los últimos 8 años.

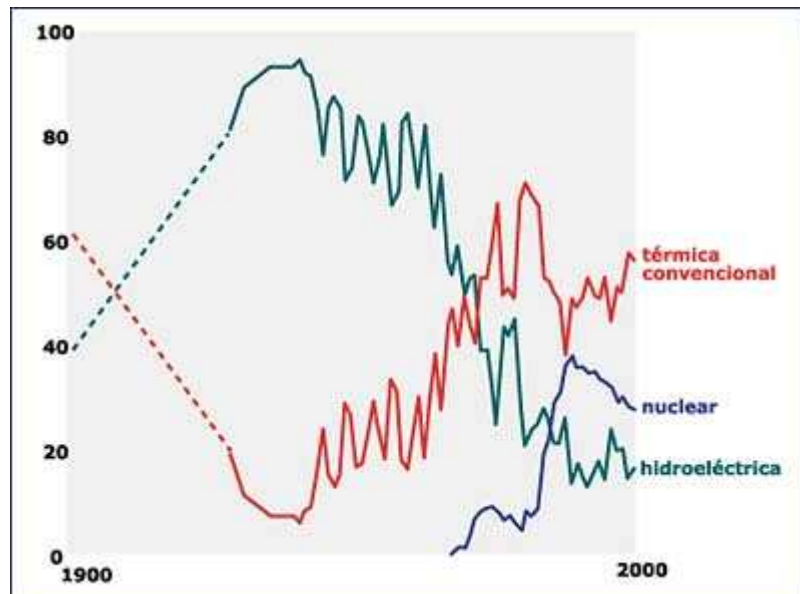


Figura 6.1. Producción de electricidad hidráulica, térmica y nuclear en porcentajes. Fuente: [22].

Otras tecnologías como la nuclear tuvieron un fuerte crecimiento pero se han quedado estancadas a lo largo del tiempo. Los motivos de su paralización fueron políticos, más que por desarrollos técnicos.

En estos momentos, se están produciendo cambios importantes en el mix de generación. Se está desplazando el origen de la energía de las hidroeléctricas (fueron de las primeras en instalarse) y nucleares a las nuevas tecnologías renovables.

6.1. Sistemas tradicionales de generación eléctrica.

6.1.1. Carbón.

Las centrales termoeléctricas de carbón producen energía a partir de la combustión de determinados combustibles fósiles, lo que provoca generación de energía calorífica que vaporiza el agua que circula por una serie de conductos. El vapor de agua acciona una turbina que convierte la energía calorífica en energía mecánica, la cual posteriormente genera energía eléctrica.



Figura 6.2. Principales centrales eléctricas. Fuente: REE.

Este tipo de centrales térmicas es una de las tecnologías más maduras. Se llevan usando desde el comienzo de la generación de electricidad. Sin embargo, su uso es cada vez más polémico debido a la contaminación que producen. Tienen una de las tasas de CO₂ más elevadas de las centrales térmicas (véase figura 6.2).

El carbón es una de las fuentes de energía más abundantes del planeta, incluso es considerada las más cuantiosa de todos los combustibles fósiles. Asimismo, las reservas se encuentran muy distribuidas a lo largo de la superficie, independientemente de la disposición geopolítica. Su producción y exportación se produce en numerosos países y con un gran volumen de agentes del sistema en el negocio y su transporte, almacenamiento y uso es una de las más seguras y fáciles del mercado. Finalmente, cabe destacar que su precio se encuentra entre los más estables del mercado.

Las desventajas del carbón se examinan desde distintos puntos de vista: sociales, políticos, geopolíticos y los consabidos problemas de contaminación. En este tipo de tecnología hay miles de personas involucradas en su extracción que tienen grandes dificultades para poder recolocarse en otros empleos, lo que implica que cualquier modificación en la situación actual, conlleva conflictos de gran calado social. Las políticas estratégicas de energía hacen que interese mantener el sector autóctono para reducir la dependencia energética del exterior. De la misma forma, se desarrollan ciertas zonas en relación a la explotación minera en contraposición a otras que no poseen este recurso.



6.1.1.1. Carbón autóctono.

España tiene una gran dependencia energética del exterior, siendo aproximadamente del 75 %, a diferencia de otros países tales como Francia con una fuerte generación nuclear mientras que los ingresos por turismo fueron 27.000 millones de €. De entre todos los combustibles fósiles, el carbón es el único combustible autóctono para producir electricidad [23].

Las centrales térmicas de carbón están preparadas para consumir carbón de la zona donde están emplazadas, en contraposición a las centrales térmicas convencionales que tienen un amplio rango. Cambiar un tipo de equipo de carbón supone un gran desembolso para las empresas pudiendo alcanzar hasta los 300 millones de euros por cada grupo. Normalmente, una central puede tener 3 grupos activos. El cambio de combustible implica un periodo de utilización de hasta 20 años para su amortización [24].

Uno de los problemas del carbón nacional frente al extranjero, es su menor poder calorífico respecto al importado. El combustible autóctono tiene de media 4.500 kcal/kg mientras que carbones de origen exterior tienen poderes caloríficos superiores (véase tabla 3). El índice que se utiliza como referencia mundial es el McCloskey para un carbón de 6.000 kcal/kg. Otro índice que se utiliza es el API2, pero ambos tienen poderes caloríficos muy parecidos [25].

	Carbono fijo	Material volátil	Contenido humedad	Poder calorífico
	%	%	%	kcal/kg
Antracita	86-98	1	<15	>7.780
Hulla bituminosa	45-86	32	15-20	5.800-7.780
Hulla subbituminosa	35-45	50	20-30	4.300-5.800
Lignito y turba	25-35	96	>30	2.200-4.300

Tabla 3. Clasificación de los carbones. Fuente: [25].

Hoy en día la quema de carbón, desde un punto de vista medioambiental, resulta muy negativa debido a la alta tasa de emisiones de CO₂. La composición del carbón hace que durante su quema, la cantidad de contaminantes sea superior. No obstante, actualmente se está trabajando, con buenos resultados, en tecnologías de captura de CO₂ ó la gasificación integrada. Si se continúa por este camino es probable que se reduzca de manera significativa las emisiones de las plantas de carbón [27].

6.1.1.2. Amortización.

Es una de las primeras fuentes de energía junto con la hidráulica a lo largo de la historia. En España y en muchos otros países las centrales de carbón han estado presentes desde el comienzo de la energía eléctrica.

Las centrales de carbón necesitan 40 años para su amortización de modo que se trata de una inversión a largo plazo.

6.1.1.3. Precio.

Según datos de la CNE (publicados en 2008) [28] el precio del carbón tiene un coste variable de 58,16 €/MWh. Uno de los más altos del mercado eléctrico. Por el contrario, su coste fijo es muy inferior situándose en 13,67 €/MWh.

	Combustible	Inversión	Personal	O+M
	%	%	%	%
Central de carbón 700 MW	55	37	4	4

Tabla 4. Estructura del coste del MWh de las centrales de carbón. [29]

En las centrales térmicas de carbón, una importante parte del coste se encuentra en la adquisición de la fuente de energía primaria. Más de la mitad del coste se sitúa en el combustible y el resto se divide entre amortizaciones de la inversión, personal y costes de operación y mantenimiento.

Las centrales eléctricas que operan con carbón necesitan aproximadamente 100.000 m² para su funcionamiento. Se trata de un espacio relativamente grande para una central eléctrica, lo que implica un aumento de la inversión en compra de terrenos. Normalmente, el precio es de 900 a 1000 €/kW.

Con las características comentadas en los párrafos anteriores, para este tipo de central eléctrica interesa que únicamente se produzca energía eléctrica en los momentos en los que en el mercado haya un mayor precio de la energía, porque de lo contrario se incurriría en pérdidas. Dicho de otro modo, sus ofertas en el mercado serán muy superiores al resto, ya que se trata de un tipo de tecnología a la que no le importa estar parada, ahora bien, si entra en funcionamiento, debe tener un margen suficiente para recuperar sus costes variables.

6.1.2. Ciclo Combinado de Gas Natural.

Una central de ciclo combinado es un acoplamiento de dos ciclos termodinámicos en serie. El primero trabaja a alta temperatura y el otro a temperaturas menores. Este aprovechamiento termodinámico provoca que el rendimiento total de instalación sea elevado (véase figura 6.2).

Las turbinas empleadas en las centrales de gas tienen una gran madurez tecnológica debido a la adaptación de las turbinas en aviación y al gran desarrollo de las infraestructuras asociadas, que promovió su fuerte implantación.

A diferencia del petróleo y el carbón, la tecnología de centrales de gas natural ha empezado a instalarse a partir del 2002 en España. En este periodo se produjo un fuerte incremento de la demanda eléctrica que requería de una inversión en generación. Asimismo, se tenía en el parque una elevada antigüedad -aproximadamente 20 años- y las conexiones internacionales eran débiles.

Las centrales de ciclo combinado pueden operar a plena carga o a cargas parciales, hasta aproximadamente el 45% de la potencia máxima. Tienen una alta eficiencia para un margen muy amplio de potencias. Respecto a otro tipo de centrales (nuclear, hidráulica, etc.) tienen periodos de construcción muy bajos y cortos que permiten una rápida instalación en múltiples lugares.

	Eficiencia	Costes de inversión	Espacio ocupado	Plazo de ejecución
	%	€/kW	m ²	meses
Ciclo combinado	49 - 60	500 - 600	40.000	24 - 29
Central de carbón	37 - 47	900 - 1.000	100.000	40
Central nuclear	34	>1.500	70.000	60

Tabla 5. Eficiencia y costes de inversión. Fuente: [26]

Sus emisiones contaminantes son las más bajas de las tecnologías de generación eléctrica fósiles. El empleo de gas natural para la generación eléctrica está enmarcado dentro de la política medioambiental de numerosos países.

A todo esto se añade, que se requiere una inversión mas baja que las centrales tradicionales, un menor espacio de emplazamiento y un plazo de ejecución corto. Las instalaciones pueden situarse cerca de los consumos rápidamente y supone menos riesgos para el inversor.

6.1.2.1. Precio.

En las centrales térmicas de gas natural, gran parte del precio es absorbido por los costes variables. En el informe de la CNE del 2008 [28] establece que su coste variable es de 56,91 €/MWh, muy por encima de otros tipos de centrales eléctricas. Sin embargo, tiene un coste fijo de 11,73 €/MWh.

Por lo comentado anteriormente, para este tipo de central eléctrica interesa producir electricidad en el momento en que el mercado tenga mayor precio de la energía porque de lo contrario se incurriría en pérdidas. Es decir, sus ofertas en el mercado serán muy superiores al resto de unidades de generación, ya que se trata de una tecnología que no tiene apenas penalización por estar parada, pero que si entra en funcionamiento, debe tener un margen suficiente para recuperar sus costes variables.



6.1.2.2. Evolución.

Se han resaltado las ventajas de los ciclos combinados a gas natural. No obstante, los costes de esta tecnología están íntimamente ligados al precio del combustible que es un componente necesario para establecer el coste €/MWh. Al comienzo de la entrada de los ciclos combinados, los precios eran bajos. Pero el cambio en los mercados y el precio del gas ligado a la cotización del petróleo y del dólar, junto con el continuo incremento de la demanda, provocan importantes incertidumbres.

	Combustible	Inversión	Personal	O+M
	%	%	%	%
Ciclo combinado 400 MW	71	18	1	10

Tabla 6. Estructura del coste del MWh de ciclo combinado. Fuente [26]

Para los inversores que estén interesados en el futuro de la tecnología de ciclo combinado de gas natural, la estructura de los costes de generación, el coste de combustible y las cuestiones medioambientales relacionadas con las emisiones de CO₂ va a ser determinante para el futuro de las inversiones en ciclos combinados.

6.1.3. Nuclear.

En España hay actualmente ocho centrales nucleares en funcionamiento. Producen aproximadamente una quinta parte de la energía eléctrica consumida (véase figura 6.3).

- *Santa María de Garoña*. Situada en Garoña (Burgos). Construida entre 1966 y 1970. Puesta en marcha en 1970. Tipo BWR. Potencia 466 MW. Su refrigeración es abierta al río Ebro. Cierre programado para julio de 2013.
- *Almaraz I*. Situada en Almaraz (Cáceres). Puesta en marcha en 1980. Tipo PWR. Potencia 980 MW. Su refrigeración es abierta al embalse artificial (creado para ese fin) de Arrocampo.
- *Almaraz II*. Situada en Almaraz (Cáceres). Puesta en marcha en 1983. Tipo PWR. Potencia 984 MW. Su refrigeración es abierta al embalse artificial de Arrocampo.
- *Ascó I*. Situada en Ascó (Tarragona). Puesta en marcha en 1982. Tipo PWR. Potencia 1.032,5 MW.
- *Ascó II*. Situada en Ascó (Tarragona). Puesta en marcha en 1985. Tipo PWR. Potencia 1.027,2 MW.
- *Cofrentes*. Situada en Cofrentes (Valencia). Puesta en marcha en 1984. Tipo BWR. Potencia 1.097 MW.
- *Vandellós II*. Situada en Vandellós (Tarragona). Puesta en marcha en 1987. Tipo PWR. Potencia 1.087,1 MW.
- *Trillo*. Situada en Trillo (Guadalajara). Puesta en marcha en 1987. Tipo PWR. Potencia 1.066 MW.

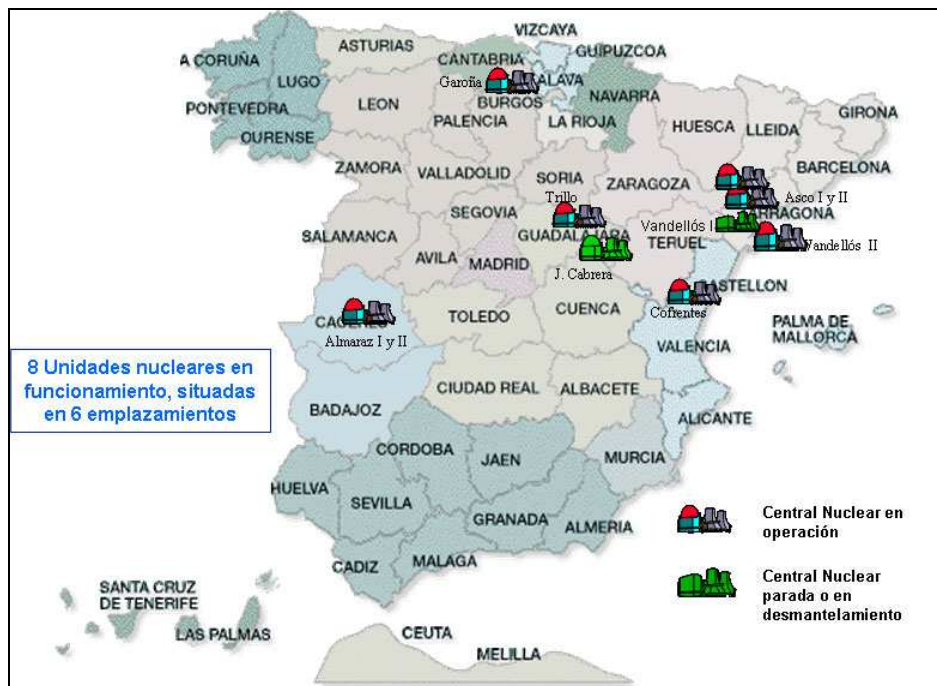


Figura 6.3. Centrales nucleares. Fuente: Ministerio industria, energía y turismo.

En estos momentos no se contempla la instalación de ninguna central nuclear a diferencia de países como Francia, China, India, Rusia o Finlandia. Los países que proyectan nuevas centrales tienen como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y cubrir las futuras necesidades energéticas.

No obstante, la energía nuclear presenta una gran controversia en la sociedad. Los accidentes de Three Miles Island, Chernóbil o Fukushima hacen que la población tenga dudas sobre su instalación. Asimismo, el desarrollo nuclear y el enriquecimiento de uranio aumentan la imagen de una tecnología nuclear como riesgo militar.

La tecnología nuclear es considerada por muchos autores como un tipo de energía sin impacto ambiental en cuanto a emisiones de CO_2 , NO_x y SO_2 . Es un tipo de tecnología que no emite gases contaminantes. Su principal problema radica en el tratamiento de los residuos nucleares. Estos pueden ser clasificados de baja, media y alta radioactividad, siendo estos los más problemáticos puesto que no hay el suficiente desarrollo tecnológico que permita su eliminación y la única solución propuesta es su almacenamiento [30].

6.1.3.1. Características de las centrales nucleares.

En general, se diseñan para un tiempo de utilización de 40 años. Se dimensionan los componentes de la instalación para que funcionen durante este periodo con altas garantías de seguridad y fiabilidad. El plazo de ejecución de la obra es de unos 8 a 10 años aproximadamente.

Para que una central nuclear esté instalada se necesitan de media 70.000 m^2 de superficie y una inversión superior a 1.500 €/kW , a parte del acceso a grandes volúmenes de agua para poder operar.



Este tipo de instalaciones de generación eléctrica se caracterizan por una eficiencia de 34% y una baja flexibilidad de operación, en comparación a las otras tecnologías existentes en el mercado. Para un arranque en frío a plena carga se necesitan 2.880 minutos. No obstante se reduce considerablemente si se trata de un arranque en caliente, llegando a 240 minutos para ponerse a plena carga.

El plazo de utilización citado anteriormente está considerado bajo unas hipótesis conservadoras. El desarrollo de pruebas y experiencias en los equipos nucleares han demostrado que los equipos e instalaciones han sufrido menos situaciones inestables de las consideradas. Muchas centrales esperan prolongar su vida útil 20 años más de lo previsto, si bien para que se extienda su vida útil son necesarios varios factores, tales como la aceptación de la sociedad, viabilidad positiva de la operación y la decisión política.

6.1.3.2. Precio.

Las centrales nucleares tienen uno de los costes variables más bajos de todo el mix energético de país. La CNE publicó en 2008 [28] los valores de los costes por cada tecnología y se observa que su producción eléctrica ronda en torno a los 18 €/MWh. Sin embargo, tiene altos costes de inversión que hacen que aumente su coste fijo hasta 26.37 €/MWh. Se trata de uno de los mayores costes fijos del mercado.

Los costes fijos son superiores a los variables. Esta configuración de costes provoca que las centrales nucleares tengan incentivos para produzcan en régimen continuo, independientemente del precio del mercado.

6.1.3.3. Amortización.

El plazo de utilización de este tipo de centrales se establece en 40 años y la amortización de las instalaciones se plantea en consecuencia a este periodo. La instalación de todas las centrales nucleares se realizó en el MLE y, hasta que entró en vigor la LSE, se le retribuía mediante sus costes reconocidos. Eran pagados por los consumidores y debían ser suficientes para costear los gastos más un beneficio.

A partir del momento que entra en vigor la liberación del mercado, los costes de inversión de las centrales no fueron pagados en su totalidad. Para subsanar esta situación se les concedieron los Costes de Transición a la Competencia. A finales del 2005 los CTC pendientes de cobro resultaban negativos por lo que las empresas habían recibido más dinero del que había sido considerado en principio para retribuir su inversión y garantizar su rentabilidad.

Mediante la eliminación de los citados Costes de Transición a la Competencia se puede considerar que los costes de amortización de las centrales fueron pagados y las centrales amortizadas, al menos teóricamente.

6.1.4. Hidráulica.

La energía hidroeléctrica es aquella que se obtiene de explotar la energía potencial gravitatoria de una masa de agua que puede transcurrir por un río o estar almacenada en un embalse. Esta transformación de energía potencial en energía eléctrica permite un alto nivel de eficiencia energética pudiendo alcanzar rendimientos de hasta el 90%. Valores muy por encima de las centrales térmicas de combustibles fósiles en la actualidad (véase figura 6.4).

Se pueden establecer tres categorías en función de la potencia de la planta, que son las siguientes: a) las mayores de 10 MW, b) las de menor potencia de 10 MW y hasta 1 MW que se denominan como minihidráulica y c) las centrales con potencias inferiores a 1 MW que se denominan microhidráulica. No obstante, la mayor parte de la energía generada se debe a las centrales hidráulicas tradicionales y de mayor potencia.



Figura 6.4. Centrales hidroeléctricas mayores de 20 MW. Fuente: Unesa.

Las centrales hidroeléctricas tienen varias ventajas que las hacen atractivas para el mercado eléctrico. La más reseñable de este tipo de tecnología es que no necesitan combustibles fósiles y son limpias. Únicamente utilizan el agua de las vías fluviales para mover los generadores eléctricos y en ciertos casos puede considerarse como fuentes prácticamente inagotables. Otra de las ventajas es que muchas veces los embalses tienen más utilidades tales como el regadío, protección contra inundaciones y suministro de agua a las poblaciones más próximas para su consumo.

La tecnología eléctrica hidráulica presenta una gran cualidad ya que para su funcionamiento utilizan turbinas de fácil control. Asimismo, su coste de mantenimientos es reducido frente a otro tipo de tecnologías.

Como sucede con las tecnologías renovables, está estrechamente vinculada a los factores climatológicos. La generación depende en gran medida de las lluvias del año, si bien existen embalses plurianuales que ofrecen la posibilidad de utilizar el volumen de



agua de un año para otro. Dicho condicionante es una de las mayores problemáticas de este tipo de tecnología. No obstante, se realiza una explotación muy controlada con el objeto de mantener un stock en caso de fuerte necesidad.

Las centrales hidráulicas deben estar cercas de un río con condiciones orográficas apropiadas que permitan el salto de agua necesario para el funcionamiento de las turbinas. El número de lugares donde se pueden emplazar este tipo de centrales está fuertemente limitado, y generalmente se encuentran en sistemas fluviales con embalses y presas que los regulan. Es común que el embalse sea de la propia planta. Uno de los actuales problemas para que se incremente este tipo de instalaciones, radica en el agotamiento de los sitios adecuados.

6.1.4.1. Precio.

En este tipo de centrales, el análisis económico es muy complejo ya que deben incluir otras variables a parte de la generación de electricidad tales como: el control de las crecidas, factores agrícolas, etc. Los costes asociados a las centrales hidráulicas varían notablemente en función del terreno donde se construyan y las afecciones a la zona.

Las plantas de generación hidroeléctrica tienen costes de explotación y mantenimientos bajos. Según lo publicado en el informe de la CNE del 2008 [28] sus costes variables se sitúan aproximadamente en 3 €/MWh. Uno de los costes más bajos de todo el mercado eléctrico.

El mayor coste de este tipo de centrales es el coste fijo. Es uno de los mayores de todo el mercado con 36 €/MWh. El tiempo de construcción es, en general, más largo que el de otros tipos de centrales eléctricas. Típicamente, los costes de inversión por megavatio instalado son elevados.

En el país existen embalses que no se utilizan exclusivamente para la generación de electricidad. Existen ciertos embalses que se utilizan para riegos, abastecimiento de agua para consumo y regulación del caudal de los ríos. Para estos casos el funcionamiento hidroeléctrico es un empleo más del embalse para recuperar los costes de construcción y explotación.

Las centrales hidroeléctricas suelen estar situadas en lugares lejanos del punto de consumo. Es necesario inversión para el transporte de la electricidad a los puntos de consumo que hace que aumente el coste de infraestructuras, aunque no el propio de la central.

Los costes fijos son superiores a los variables (según el informe de la CNE del 2008) lo que provoca que este tipo de tecnología tenga incentivos para estar produciéndose en régimen continuo, independientemente del precio del mercado. No obstante, al haber objetivos cruzados para vaciar los embalses (volumen máximo del embalse, necesidades hídricas, etc.) puede provocar que tenga que funcionar independientemente del precio del mercado.



6.2. Sistemas de generación renovable actuales en el mercado eléctrico.

Este tipo de centrales al emplear la energía del sol y del viento, principalmente, presenta un reducido impacto ambiental en comparación de las tecnologías de combustibles fósiles. No emiten emisiones contaminantes puesto que no queman ningún combustible. Su impacto ambiental es casi nulo. La energía solar y la eólica no produce desechos, ni residuos, basuras, humos, olores, etc.

El empleo de fuentes energéticas renovables es una apuesta por las energías descentralizadas y gratuitas en combustibles. Una vez instalada la central y realizada la inversión no tienen ningún gasto posterior, exceptuando el mantenimiento. El consumo de energía es totalmente gratuito, es decir, no se paga por la radiación solar o la eolicidad de una determinada zona. Asimismo, al no tener que aprovisionarse de combustibles, se ahorran costes de almacenamiento y transporte.

Promueve el desarrollo rural y son una importante fuente de empleo para zonas donde tradicionalmente no se instalaban centrales eléctricas.

6.2.1. Eólica.

Las centrales eólicas aprovechan la energía del viento para producir energía eléctrica, utilizando dicha energía para mover la turbina. Presenta la ventaja de ser poco contaminante y un bajo coste de operación.

	Potencia instalada (MW)	Porcentaje
Castilla y León	5.233,01	24,14%
Castilla La Mancha	3.736,79	17,24%
Galicia	3.272,17	15,10%
Andalucía	3.066,93	14,15%
Aragón	1.811,31	8,36%
Com. Valenciana	1.169,99	5,40%
Cataluña	1.003,35	4,63%
Navarra	976,92	4,51%
La Rioja	446,62	2,06%
Asturias	428,45	1,98%
Murcia	189,96	0,88%
País Vasco	153,25	0,71%
Canarias	145,78	0,67%
Cantabria	35,30	0,16%
Baleares	3,68	0,02%
Total	21.673,51	100,00%

Tabla 7. Potencia eólica instalada por comunidades en 2011. Fuente: [31].



Tienen un alto coste de inversión y una fuerte dependencia del viento que exista en cada instante. No es posible despacharlas y es necesario tener otros generadores que compensen la aleatoriedad de la energía que produce la central eólica.

Su emplazamiento es una parte importante del diseño y debe estudiarse con mucha precaución. Se tiene que hacer un estudio del viento en la zona, con mediciones de la velocidad durante varios años para conocer la distribución. Será mejor una zona cuanto más constante sea el viento.

Generalmente se agrupan en un mismo emplazamiento varios aerogeneradores, formando los llamados “parques eólicos” que pueden superar los 50 MW. En España se han instalado mayoritariamente en la comunidad Autónoma de Galicia, Castilla la Mancha, Castilla y León, Andalucía, Navarra y Aragón (véase tabla 7).

6.2.1.1. Coste.

La mayor parte de la inversión inicial esta precisamente en la turbinas de viento (aspas, generador, góndola, torre y transporte). Dicha turbina puede llegar a ser el 80% del coste de inversión.

	Turbina	Fundaciones	Instalaciones eléctricas	Conexión a la red	Consultoría	Terreno	Costos financieros	construcción de accesos
	%	%	%	%	%	%	%	%
Central eólica (850 - 1.500 kW)	74-82	1-6	1-9	2-9	1-3	1-3	1-5	1-5

Tabla 8. Estructura de costes para proyectos de generación eólica. Fuente: [32]

Hoy en día, el coste es de 1.100 €/kW de potencia instalada y variable según la tecnología y marca utilizada. Su vida útil es de aproximadamente 20 y se suele considerar este periodo para la amortización.

En comparación a la inversión el coste operación y mantenimiento se sitúan entre el 1 y 3%.

6.2.2. Solar.

Las centrales solares aprovecha la energía solar. Se pueden clasificar en dos opciones:

- Central térmica. Transforma la energía solar en energía calorífica para calentar un fluido que vaporiza el agua que circula por una serie de conductos. Este vapor de



agua acciona las palas de una turbina que convierte la energía calorífica en energía mecánica, la cual posteriormente genera energía eléctrica

- Central fotovoltaica. Convierte la energía solar en electricidad debido al fenómeno fotovoltaico.

6.2.2.1. Solar térmica.

Este tipo de centrales es prácticamente inagotable y no contaminante. Tienen un gran potencial, puesto que el Sol es el recurso más abundante. Las centrales termoeléctricas tienen la misma interfase con la red que las centrales térmicas, con un conjunto de turbina de vapor y alternador. Son capaces de proporcionar más estabilidad a la red que otras tecnologías renovables.

Poseen un sistema de almacenamiento térmico y algunas tienen la posibilidad de ser híbridas con otras fuentes como biomasa. La energía termosolar es gestionable porque puede almacenarse durante varias horas y utilizarse para seguir la demanda eléctrica.

La problemática de este tipo de generación eléctrica está precisamente en la necesidad de instalar las centrales en zonas con una alta radiación solar. Es decir, se debe instalar en los emplazamientos donde haya mayor radiación durante todos los días del año y más horas al día. De cualquier otra manera se tendría una planta eléctrica con pocas horas de funcionamiento y su amortización será más lenta.

Las centrales solares tienen un menor rendimiento que el resto de las tecnologías y mayor complejidad mecánica que otros sistemas de aprovechamiento de energías renovables.

En este tipo de instalaciones se tiene peligro por altas temperaturas y se debe extremar las precauciones cerca de los colectores de calor. Asimismo, se necesitan de acumuladores de calor para cuando no exista la suficiente radiación solar.

El desarrollo tecnológico de estas centrales es necesario para reducir los costes de producción tanto en los componentes como en los sistemas. Se tiene un amplio margen de mejora. Ha estado desarrollándose desde las década de los 80 aunque es recientemente cuando se ha producido el crecimiento necesario para su progreso.

6.2.2.2. Solar fotovoltaica.

Este tipo de centrales se basan en la aplicación del efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre unos determinados materiales semiconductores. Se genera un flujo de electrones en el interior del material, y en las condiciones adecuadas, una diferencia de potencial.

Es particularmente valiosa para aquellos lugares aislados. Se puede utilizar en la agricultura y ganadería tanto para la electrificación como para los sistemas de bombeo de aguas, riego, etc. a parte de la propia generación eléctrica.

Como sucede con las centrales térmicas solares es necesaria una buena climatología y un emplazamiento adecuado para que pueda producir energía. Es por ello que las zonas donde más se instala este tipo de tecnología sean precisamente Andalucía, Castilla La Mancha, etc. Su elevada potencia instalada se debe principalmente a las pequeñas equipos dentro del plan de electrificación rural.

España ha registrado un fuerte incremento de la instalación de este tipo de tecnología. Sin embargo, a principios de Enero de 2012, el gobierno ha impuesto una moratoria que impide el desarrollo de nueva capacidad de generación y en consecuencia ha dejado de apoyar a los nuevos sistemas fotovoltaicos.

6.2.2.3. Coste.

Las centrales solares fotovoltaicas se diseñan para un periodo de amortización de 25. Si bien, el equipo fotovoltaico normalmente está técnicamente operativo durante 30 años.

Para la estimación de los costes totales de la generación eléctrica hay que considerar los costes derivados del proyecto, instalación y costes operativos durante su vida útil. Además, hay que tener en cuenta la reducción de rendimiento de los paneles por antigüedad y las pérdidas eléctricas.

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1.1	P < 100 kW	Primeros 30 años	48,8743
	100 kW < P < 10 MW	Primeros 30 años	46,3348
	10 < P < 50 MW	Primeros 30 años	25,4997

Figura 6.5. Tarifas solar. Fuente: BOE

Los precios de venta de energía fotovoltaica fueron fijados por el Real Decreto 661/2007. Las compañías eléctricas están obligadas a comprar a los usuarios toda la energía que produzcan a un precio de 44,0381 €/MWh (véase figura 6.5). Dicho periodo esta garantizado durante un plazo de 25 años. A partir de este momento se reducirá la tarifa a 35,2305 €/MWh. Sin embargo, las tarifas han ido variando a lo largo del tiempo hasta en cuatro ocasiones llegando a la última orden IET/3586/2011 publicada en el BOE del 31-12-2011. La nueva tarifa establece una precio de 488,743 €/MWh durante los primeros 30 años y para instalaciones de potencia menor a 100 kW. Para las de hasta 50 MW el precio es de 254,997 €/MWh.



CAPITULO 7:

DISTORSIONES IDENTIFICADAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO. PROPUESTAS PARA SU ELIMINACIÓN



7. DISTORSIONES IDENTIFICADAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO. PROPUESTAS PARA SU ELIMINACIÓN.

Desde la puesta en marcha del mercado eléctrico en España el 1 de enero de 1998, se han producido muchos cambios, tanto en el propio sistema eléctrico como en las normas que lo regula, para ir adaptando el funcionamiento del mercado a la situación presente en cada momento.

En la actualidad existe un único mercado donde todas las unidades generadoras pujan en una subasta por producir energía eléctrica. Las tecnologías que tienen sus instalaciones teóricamente amortizadas como son la nuclear y la hidráulica, no tienen sentido que entren en un mercado donde su precio es marcado por la última unidad casada, normalmente ciclos combinados que tienen que amortizar todos sus costes. Los generadores nucleares e hidráulicos ofertan a 0 €/MWh debido a sus bajos costes. Entran siempre en la casación pero adquieren altos beneficios debido a sus bajos costes y los precios dictados por otras unidades.

No obstante, el comportamiento observado de la evolución de los precios de casación horarios por un lado, como por la introducción de determinados tipo de regulación con impacto en el resultado de la casación por otro, ha ocasionado que se hayan detectado una serie de comportamientos anómalos, que convendría analizar detalladamente y proponer su resolución cuanto antes. Estos comportamientos anómalos o distorsiones, como casi siempre, se traducen en un encarecimiento del precio final de la electricidad que pagan los consumidores.

Las causas de las distorsiones que se han identificado en los últimos años y que se van a analizar, son cuatro:

- Beneficios extraordinarios (Windfall profits) de la generación nuclear e hidráulica.
- Real Decreto 134/2010: Garantía de suministro del carbón.
- Tratamiento de las energías renovables.
- Determinados tipos de ofertas complejas en el mercado.

7.1. Diferencia de precios.

Antes de comenzar se debe entender que en España hay presente una gran diversidad de medios para la producción de energía eléctrica. Sin embargo, la energía eléctrica es indistinguible en función de su procedencia, ya sean de origen nuclear, carbón, eólica, etc. Su transporte y distribución en red impiden reconocer su procedencia y tras la uniformidad de la energía eléctrica, está una problemática intrínseca.

La energía consumida, en concreto los MWh consumidos, es la misma pero los costes de las tecnologías que la produce son muy distintos. Para establecer el precio al que se les retribuye, se utilizan los costes marginales del sistema. El mercado remunera

a toda la producción eléctrica bajo el precio de la última unidad casada independiente del precio ofertado por cada una de las unidades acopladas.

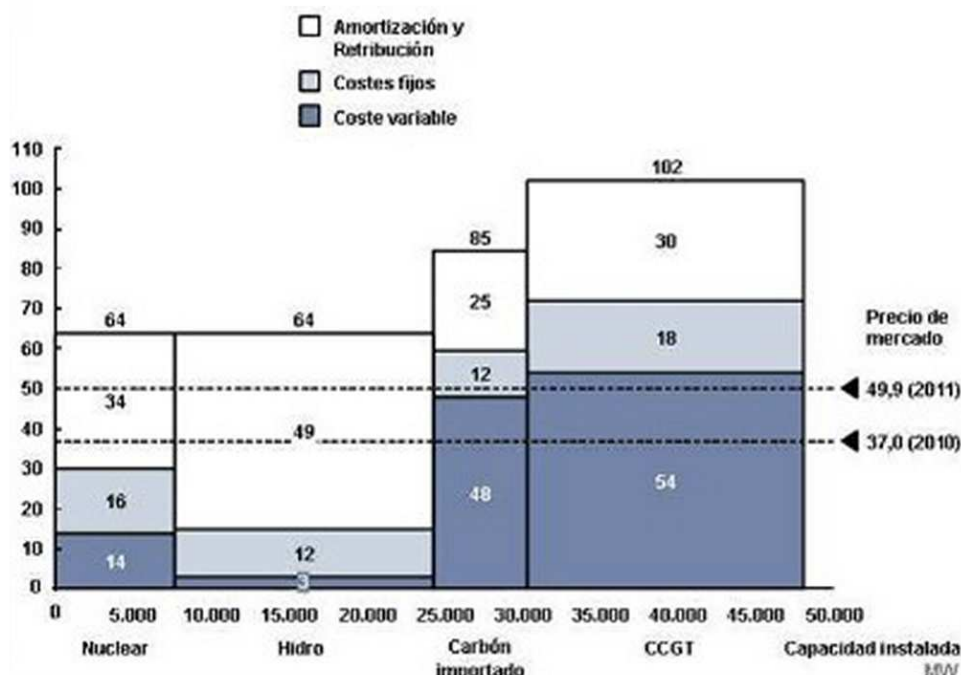


Figura 7.1. Coste de las tecnologías. Fuente: [33].

Tal y como se ha comentado en los capítulos anteriores, cada tecnología de generación presenta diferentes costes variables, fijos y de amortización, pero el mercado retribuye toda la producción con el precio más caro (véase figura 7.1). Con este funcionamiento se produce una desigualdad entre los diferentes sistemas de generación. Provoca que el inversor se decante por un tipo de tecnologías en vez de otras, en tanto en cuanto no haya restricciones legales, como sucede en las centrales nucleares e hidráulicas.

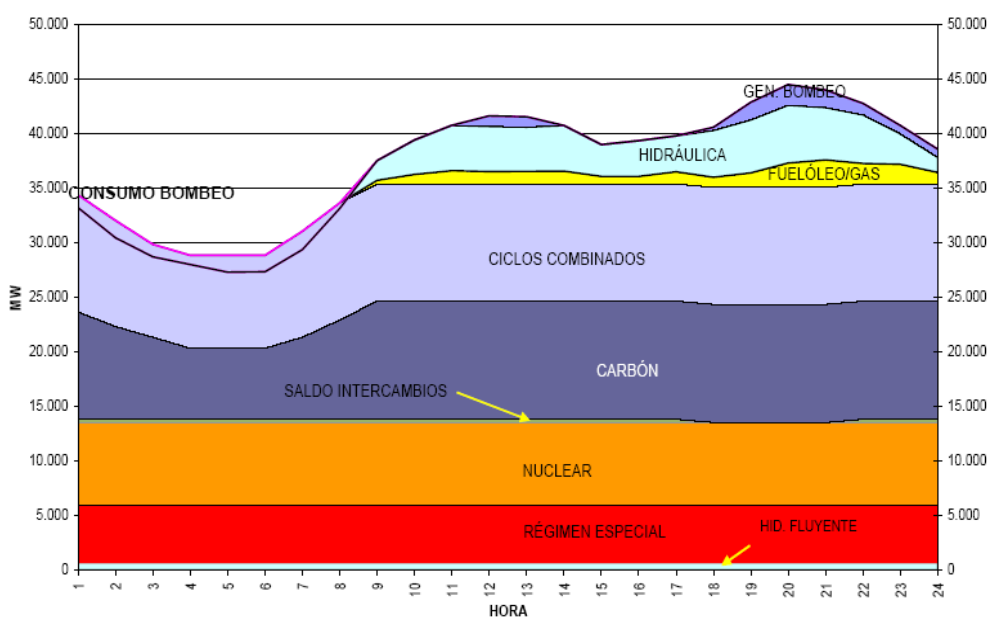


Figura 7.2. Curva de demanda por tecnologías. Fuente: [16].



Con las características de precios del mercado eléctrico español, de cada tecnología, se obtiene una composición de la curva de energía muy característica. Centrales eléctricas como las nucleares, que ofertan a 0 €/MWh todas las horas, y el régimen especial, que tienen garantizada su aceptación, adquieren gran parte de la cuota del mercado sin posibilidad de competencia por el resto de tecnologías (véase figura 7.2).

A priori, se puede considerar que convendría utilizar predominantemente la tecnología con menor coste. Sin embargo, la diversidad tecnológica es deseable ya que se cuenta con una gran cantidad de instalaciones en servicio (varias de ellas amortizadas) y se consigue una estabilidad energética frente a problemas (precios combustible, estancamiento del desarrollo, etc.) que puedan darse en una determinada tecnología.

7.1.1. Posibles mercados.

En general, existen dos tipos de mercados en función de cómo se forma el precio en los mismos:

- Mercados marginalistas, en los que todos los generadores casados reciben un mismo precio que se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda.
- Mercados “pay-as-bid”, en los que un generador recibe exactamente el precio que él ha ofertado.

A pesar de las diferencias en cuanto a cómo se forma el precio, la teoría económica muestra que en ambos tipos de mercados (“pay-as-bid” y marginalistas) se obtienen los mismos resultados (mismos precios y cantidades) siempre que los mercados funcionan correctamente.

El mercado eléctrico no presenta un funcionamiento correspondiente a un mercado ideal y es por ello que se debe estudiar la posibilidad de modificar el modelo básico de mercado.

Mediante un mercado “pay-as-bid” se incitaría a las centrales eléctricas a ofertar a un precio más real y en función de sus objetivos de beneficio, es decir, se potencia la competitividad de las empresas y se desanima a que se ejerza poder de mercado para aumentar precios.

7.2. Beneficios extraordinarios (Windfall profits) de la generación nuclear e hidráulica.

En primer lugar, se considera necesario aclarar qué se entiende por “windfall profits” y por “windfall losses”, puesto que su significado puede ocasionar dudas y polémica. Su traducción literal al castellano sería “beneficios caídos del cielo” y “pérdidas caídas del cielo”. Pero se puede asignar un nombre más adecuado y claro: beneficios o pérdidas regulatorias. En el ámbito de aplicación de este proyecto, son los



beneficios o pérdidas que se originan por el cambio regulatorio, del Marco Legal Estable, al mercado de producción eléctrico.

Los “windfall profits o losses” reflejan cambios en las rentabilidades de las empresas ocasionados por factores imprevisibles, pero nunca aquellos que puedan ser previstos a priori [34]. Antes de invertir en un nuevo proyecto se contemplan todos los factores, influencias, opciones y escenarios posibles para el análisis de rentabilidad. Estas desviaciones -windfall profits- influyen en las decisiones de los inversores y cualquier desviación puede afectar a los beneficios que ellos han previsto. Modificar cualquiera de estos parámetros es variar la acción intrínseca de la inversión y todo ello conlleva una modificación de los riesgos. Las potenciales ganancias y pérdidas pueden ser consideradas ilegítimas si todas las decisiones se han realizado en un marco de condiciones estables y éstas se modifican a lo largo de la vida de la inversión.

Una vez establecido que son los Windfall profits o windfalls losses es fácil determinar aquellas unidades que no lo presentan. Las centrales de generación eléctrica que hayan tenido sus beneficios o pérdidas, bajo unos determinadas condiciones de mercado, ligados a variaciones del precio del petróleo, gas natural o del CO₂ no genera windfalls. En el momento que se realizó la inversión, el cálculo de los futuros beneficios ya consideró que los precios del mercado oscilasen, y el inversor con todo ello decidió libremente afrontar la oportunidad y riesgo asociado a la inversión. Pero hay casos en los que las oscilaciones de los precios sí generan “windfall profits” para los inversores, en particular en aquellos que realizaron el proyecto de inversión bajo garantías de la percepción de una cierta tasa de rentabilidad y mantienen estas inversiones en posiciones monopolistas debido a limitaciones naturales (v.g.: centrales hidroeléctricas) o decisiones administrativas (v.gr.: centrales nucleares).

No obstante, hay referencias que puede consideran que los “windfall profits” se compensan a lo largo del tiempo con los “windfall losses” de forma que el resultado final para el generador en cuestión se aproxima a cero [35]. Pero para que esto ocurra sería necesario que las inversiones se realizasen bajo condiciones de un libre mercado o que se dé libertad de entrada y salida. En el primer caso, porque no se podría hablar propiamente de “windfall profits” y en el segundo caso, porque el aumento de tecnologías de coste inframarginal aumentaría, produciendo una curva de precios plana. Pero estos casos no son aceptables porque no se pueden aplicar en la realidad [36].

En conclusión: los “windfall profits” no se compensan con los “windfall losses” en ningún momento, al menos en el mercado eléctrico español.

En el sector eléctrico, el problema de los “windfall profits o windfall” losses está relacionado íntimamente con la falta de libertad de entrada y salida de ciertas tecnologías (nuclear e hidráulica) por motivos regulatorios [37].

Antes de la reforma establecida por el Real Decreto 7/2006 el marco regulatorio benefició a aquellas compañías que tenían rentas basadas en cambios regulatorios, es decir, eran las que tenían beneficios debido a la posesión en su parque de generación centrales nucleares e hidráulicas. El sistema carece de mecanismos regulatorios o de mercado que faciliten el equilibrio retributivo de todas las partes que en su día decidieron invertir.



7.2.1. Costes de Transición a la Competencia: CTC

Durante un periodo estipulado por la Ley 54/97 del Sector Eléctrico (hasta 2010) y posteriormente reducido (hasta 2006), se estableció un mecanismo de cobro que proporcionaba unos ingresos a las empresas que podían verse afectadas por el cambio de marco regulatorio desde la fecha de la liberación del mercado eléctrico, el 1 de enero de 1998. Dichas medidas compensatorias a las que se refirieron son las denominadas Costes de Transición a la Competencia “CTC”.

Los CTC son una cantidad de dinero que el Gobierno se comprometió a garantizar a las compañías eléctricas, a cambio de que se liberalizara el mercado eléctrico. Los Costes de Transición a la Competencia trataban de “compensar” aquellos costes hundidos que iban a dejar de percibirse presumiblemente tras el cambio de regulación de un sistema que garantizaba la recuperación de los costes (Marco Legal Estable, MLE) a otro en el que se establece un sistema de libre mercado competitivo que no lo garantizaba. En otras palabras, se pretendía asegurar la estabilidad financiera de las compañías eléctricas ante el profundo cambio de funcionamiento que se iba a producir y que no estaba contemplado cuando se realizó la inversión. Los Costes de Transición a la Competencia se calculaban como la diferencia entre los ingresos declarados por el agregado de distribuidores (incluían costes de actividades reguladas de transporte, distribución, financiación, déficit tarifario, compras en el mercado, etc.) y un valor mínimo garantizado. Al acabar el año, el saldo pendiente de cobrar se reducía en función del exceso de ingresos, por un precio medio inicial de 36,06 €/MWh. No obstante, el amplio mix tecnológico de las empresas citadas y su cambio en los saldos provocaba que cada año fuese necesario el ajuste de los porcentajes que cada compañía tenía que recibir de los CTC.

La asignación de CTC a las compañías generadoras, generó incentivos negativos sobre el comportamiento de sus ofertas en el mercado eléctrico. En los años que se esperaba que se recibieran valores positivos (en 2005 y 2006 los Costes de Transición a la competencia implícitos han sido negativos debido al “cap” o tope tarifario) se creó un estímulo para que se produjese un price-cap a la subida de precios, puesto que si se producían ingresos por encima de un determinado nivel, estos serían reducidos en el saldo pendiente de ese año. A medida que se aumentaba la oferta generadora, el poder limitante del precio se redujo, porque parte del precio final era independiente del cobro de los CTC.

Estos costes se calculaban por diferencias entre la tarifa eléctrica y los costes regulados, lo que ocasionaba diferentes incentivos para las empresas cuando buscaban fijar precios. La elevación en el precio medio del mercado conllevaba dos efectos sobre las ganancias de las empresas con derecho a CTC: La primera de ellas es que suponían un aumento de sus ingresos recaudados por vía de mercado, que es consecuencia de su cuota de mercado en ese instante y la segunda es que se producía una disminución de los ingresos por diferencias, que es producto de su proporción establecida en los CTC. A empresas que tenían una cuota de mercado superior a la cuota de la asignada, les resultaba positivo el aumento de los precios en el mercado eléctrico, mientras que para empresas que se encontraban en una situación contraria con una participación en el mercado inferior les resultaba negativo un aumento de los precios.

Los Costes de Transición a la Competencia beneficiaron a las empresas aumentándoles el precio de la energía producida hasta un mínimo de 36,06 €/MWh. Según se puede leer en el informe de la CNE del 2008 [28] donde se indica que los costes variables de las centrales nucleares son muy inferiores a la cantidad de los CTC (véase tabla 9).

	Producción (GWh)	Costes Fijos		Costes Variables		Coste Total	
		€/MWh	M€	€/MWh	M€	€/MWh	M€
TOTAL	54.985	18,33	1.007,80	42,83	2.355,10	61,16	3.362,90
Hidráulica	6.822	36,00	245,60	3,00	20,47	39,00	266,07
Ciclo combinado	18.734	11,73	219,77	56,91	1.066,21	68,64	1.285,98
Carbón	18.392	13,67	251,37	58,16	1.069,77	71,83	1.321,14
Nuclear	11.037	26,37	291,06	18,00	198,66	44,37	489,72

Tabla 9. Estimación del coste de producción por tecnología de régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008.

Fuente: CNE.

Se puede observar que los costes variables de la tecnología nuclear es de 18 €/MWh y de la hidráulica 3 €/MWh. Por lo tanto existe un beneficio de:

$$B = I - G$$

$$B = 36,06 - 18 = 18,06 \quad \text{€/MWh}$$

$$B = 36,06 - 3 = 33,06 \quad \text{€/MWh}$$

donde el significado de cada variable es:

<i>B</i>	beneficio
<i>I</i>	ingresos
<i>G</i>	gastos

Los datos de la energía que es casada mensualmente se publican por la OMIE (Operador del Mercado Ibérico Polo Español). Con ellos se obtienen los diferentes valores del mercado en cada uno de los meses que han estado vigentes los CTC y una aproximación a los ingresos por CTC de las compañías.

Durante la vigencia de los Costes de Transición a la Competencia ocurrió que las empresas con derecho a cobrarlos recibieron más cantidad de ingresos de lo acordado, debido fundamentalmente a que los precios durante el periodo aplicado han sido superiores a lo pactado. Las empresas han recibido lo correspondiente al antiguo escenario y además han generado un beneficio extra. Esto provocó desequilibrios en las empresas y un exceso de remuneración a las citadas empresas por parte de los consumidores.

Por todo lo dicho anteriormente, se observa que en determinados días (25/02/2004, 01/03/2004, el 2, 9 y 23 de agosto del 2005, etc.) los precios del mercado han duplicado el precio de referencia de los CTC de 36 €/MWh.



Se puede considerar que la supresión de los CTC se produjo a través del Real Decreto-Ley 7/2006, o incluso considerado por ciertos autores antes de la entrada en vigor de dicho decreto. Dicho norma justificaba su supresión en el hecho de que los Costes de Transición a la Competencia provocaban una distorsión en el mercado. Además, indicaba que las hipótesis de cálculo de los Costes de Transición a la Competencia habían quedado obsoletas y los costes hundidos de las instalaciones ya habían sido cobrados. [36]

La aplicación de los CTC produjo un desajuste en la recaudación de las empresas afectadas que recibían el dinero en función de su cuota de mercado. No se reconocieron desvíos respecto a las estimaciones realizadas para el cálculo de la tarifa y en consecuencia, las compañías se estima que recibieron un beneficio superior al previsto. Los Costes de Transición a la Competencia trajeron consigo un efecto claro en el mercado eléctrico: Introdujeron incentivos que distorsionaron el normal comportamiento de los agentes, puesto que las variaciones en el precio de la energía repercutían sobre las expectativas de cobro de los CTC.

Como puso de manifiesto la CNE [28], el conjunto de activos de generación que existían en el año 1998 han recibido, cuanto menos, todos los Costes de Transición a la Competencia correspondientes al cambio de marco regulatorio y por tanto sus costes de inversión están recuperados. Además, puso de manifiesto la Comisión Nacional de la Energía que la diferencia estimada de 1.500 M€ de los ingresos sobre los costes estaba más cerca de la realidad (véase anexo A1).

Las causas principales que justifican la existencia de los “windfall profits” son varias y se detallan a continuación:

- Falta de una regulación clara y precisa que evite estas distorsiones.
- Se viene de un marco regulatorio donde no existía competencia, provocando que los inversores entrasen en el sector eléctrico con riesgos mínimos. Esto conduce a que sea el cliente final quien asuma esas penalizaciones debido a malas políticas, inversiones innecesarias o deficientes, etc.
- En la actualidad, aunque se puede establecer el precio de la energía en el mercado eléctrico, no se conocen los costes reales de la generación de cada unidad. [28]

7.2.2. Propuesta.

Con todos estos hechos, se puede considerar que las empresas que recibieron CTC, han tenido y tienen un beneficio por encima del esperado que repercute directamente sobre los clientes finales.

En el mercado eléctrico español, se han producido los windfall alterando el normal funcionamiento del mercado y repercutiendo directamente sobre los consumidores finales. Para el establecimiento de un mercado más justo es necesaria una remodelación en profundidad y que provoque la equidad entre las partes afectadas en el mercado.



La tecnología nuclear tiene un modo de funcionamiento muy determinado por sus características intrínsecas (altos costes de oportunidad por paradas, coste variable bajo, etc.). En otros países en cuyo parque hay generación de tecnología nuclear y con el objeto de mejorar su sistema eléctrico, dedican una parte importante de la producción de esas plantas para potenciar la contratación bilateral con los consumidores industriales. Uno de estos países que realizan esta práctica es Francia. Se puede mejorar el actual mercado importando prácticas exitosas de otros países y esta es una de ellas.

Se enuncian a continuación una serie de propuestas que ayudarían a reducir el precio de la electricidad y que incube precisamente a estas centrales que han cobrado los CTC:

a)

Una forma posible sería ampliando la vida útil de aquellas centrales nucleares que por tiempo y ganancias anteriores han recibido beneficios suficientes para recuperar la inversión inicial y por tanto se pueden considerar que han sido amortizadas. Ese alargamiento deberá autorizarse por el Consejo de Seguridad Nuclear. La extensión de su vida en servicio debe serlo hasta lo técnicamente viable procurando en todo momento que no se produzca ningún riesgo para la seguridad. Con esta medida se evitaría la inversión innecesaria y su posterior amortización a lo largo de la vida de funcionamiento de nuevas instalaciones de generación, lo cual provocará un ahorro al sistema significativo.

b)

Revisar las concesiones hidráulicas a cambio de fijar unas tasas que servirán para reducir el precio final de la electricidad, financiar a las primas a renovables, etc. Actualmente, hay una barrera de entrada para las centrales hidráulicas. Existe un parque limitado de unidades de generación hidráulica y no se plantea aumentarlo en un periodo corto de tiempo. Aquellas compañías que están en una situación privilegiada por poseer la concesión de una determinada central hidroeléctrica pueden sacarse del mercado actual y retribuirlos de forma regulada o procurar que por unas determinadas unidades generadoras aporten al sistema unas tasas para el buen funcionamiento del sistema.

Las actuales centrales españolas con tecnologías nuclear e hidráulica son unidades generadoras con un coste inframarginal y que teóricamente deberían estar amortizadas por tiempo y ganancias. Evidentemente, no pueden competir en costes con las nuevas tecnologías con costes marginales que se han instalando, como es el ciclo combinado, puesto que deben ser amortizadas. Es por ello que se debe:

- Estudiar la posibilidad de crear un mercado de coste inframarginal donde acudan todas las unidades que presenten estas características y que deberían tener un precio inferior al mercado marginal.
- Fomentar la contratación bilateral de grandes volúmenes de energía de estas tecnologías, que funcionan en base, con la industria española, al igual que ocurre en Francia.

La mejor forma de retribuir adecuadamente a centrales cuyos costes hayan sido amortizados a través de los precios del mercado y los windfall profits es separarles del



mercado diario. Si se extraen estas unidades y se les asignan unos beneficios regulados, se conseguirá retribuir de forma más adecuada y equilibrada a las empresas y se alcanzarán importantes mejoras en el mercado eléctrico ibérico.

Sacar a las centrales que recibieron “windfall profits” supondría las siguientes ventajas y desventajas para el mercado de energía eléctrica:

- Provocarían un aumento de la competitividad de las empresas. Al quedarse exclusivamente las unidades no amortizadas, se incentiva a reducir costes y mejorar procesos para entrar en el mercado.
- Reduciría el precio final. El aumento de competitividad puede provocar un descenso de los precios de casación redundando directamente en los clientes finales y a su vez aumentando la energía consumida de forma gradual.
- Retribuye justamente a los generadores en función de su inversión y riesgo. Aquellos agentes que se encuentran en el mercado y que han entrado después de la Ley 54/1997.
- No discrimina las empresas que quieran instalar nueva capacidad en España, puesto que pierden incentivos para invertir. Son conocedores de que serán sus generadores los que determinen los precios y la energía consumida sin riesgo por parte de otros inversores más asentados y con costes ya amortizados por “windfall profits”.

Se puede mejorar el actual mercado importando prácticas exitosas de otros países y ésta es una de ellas. En otros países que en su parqué hay generación de tecnología nuclear y con el objeto de mejorar su sistema eléctrico, dedican una parte importante de la producción de esas plantas para potenciar la contratación bilateral con los consumidores industriales. Uno de estos países que se ha estudiado y que realizan esta práctica es Francia.

Por todo lo anterior, se puede concluir que las empresas que recibieron CTC han obtenido y obtienen un beneficio por encima del esperado, de acuerdo a unos “windfall profits” y que afecta negativamente al consumidor final. Se puede mejorar el mercado eléctrico ibérico, pero para ello hay recuperar el equilibrio entre las centrales eléctricas beneficiarias evitando los windfall profits a través de nuevas reglas del sector y mercado eléctrico.

7.3. Real Decreto 134/2010: Garantía de suministro del carbón.

El 27 de febrero del 2010 entró en vigor el Real Decreto 134/2010 “por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro” y que favorece que las instalaciones de carbón autóctono entren con carácter preferente en el mercado eléctrico. Sin embargo, realmente se aplicó el RD en marzo de 2011, cuando obtuvo el beneplácito de la Comisión Europea. En teoría es un mecanismo que, en principio, debería desaparecer a final del 2013. [38]

Su objetivo es reducir la disminución progresiva que está ocurriendo en la demanda de esta tecnología basada en carbón nacional provocando una retirada de la producción de unidades de generación eléctrica para sustituirlas por otras que utilizan



carbón autóctono como combustible principal. “Para ello, la Propuesta basa en la disposición prevista en la Directiva 2009/73/CE, en la que permite el establecimiento de procedimientos para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas por motivos de garantía de suministro”. [38]

Como compensación se establece una serie de pagos a las unidades retiradas e incluidas en el primer programa del mercado diario ocasionando que cobren las unidades de carbón que entran como las unidades que salen.

El principal objetivo es la “garantía de suministro a los consumidores eléctricos”, no obstante, la garantía no está en peligro -como sostiene la Comisión Nacional de la Competencia- puesto que la potencia instalada en el parque generador peninsular es superior a lo requerido en este momento y en los próximos años, si bien, estas no son las únicas instalaciones capaces de proporcionar una producción de tales características.

La necesidad de utilizar carbón tal y como establece el RD es cuanto menos cuestionable, puesto que actualmente el país no se encuentra en una situación de crisis energética que haga necesaria la medida y tampoco pelagra el suministro de electricidad en el territorio. Además, señala como prioridad la utilización de carbón autóctono frente a otros tipos de carbón y es una actuación discutible ya que no pelagra el suministro de este combustible y como establecen las previsiones a futuro, es un tipo de energía que tenderá a la desaparición a corto plazo.

El empleo del carbón autóctono provoca que la generación de electricidad no sea competitiva y aumente el precio final a los consumidores de electricidad. Si se pretende reducir el coste marginal del sistema, es necesario un profundo estudio de las opciones para este sector, atendiendo a su capacidad de generación, coste, emisiones de CO₂ y normativa europea, y teniendo en cuenta la previsible evolución a lo largo de los próximos años que se proponen desde los diferentes organismos internacionales.

Esta obligación entra en contraposición con el principio de la Ley de Sector Eléctrico y provoca compensaciones por el nuevo mecanismo de restricciones por garantía de suministro generando un sobre coste directo para los clientes a través del mercado eléctrico. Es decir, genera una fuerte distorsión en el mercado eléctrico y un encarecimiento del precio de la electricidad.

Tal y como mencionó la Comisión Nacional de la Competencia obliga a producir carbón nacional a un precio regulado [38]. Se evita el hundimiento de dicha generación, la implicación del RD de “Garantía de suministro del carbón” provoca una serie de distorsiones sobre el mercado eléctrico y afecta al consumidor final.

- Altera el precio del MWh producido. Remunera la producción con carbón como “lucro cesante” de las energías que deben darle paso por falta de demanda.
- Incrementa los costes de las centrales térmicas que queman carbón, porque el producto autóctono es más caro que el importado, al tiempo que el mercado diario verá modificada su configuración actual al “relegar el orden de mérito económico” a favor de un “orden de mérito de emisiones de CO₂”.

- Distorsiona el proceso de formación de precios ya que no se determina por criterios de mercado.
- Discrimina las empresas que quieran instalar nueva capacidad en España puesto que pierden incentivos para invertir. [25]
- Introduce incentivos por el que las compañías podrían optar por un cierto poder de mercado para obtener un beneficio superior al competitivo, a costa de los consumidores o de los rivales en perjuicio único de los consumidores.

Cabe señalar que la aplicación del precitado Real Decreto perjudica a consumidores, pues cabe la posibilidad que se den “de facto” subvenciones cruzadas entre generación y comercialización de electricidad por los agentes verticalmente integrados y comportamientos abusivos. Es decir, se aumentaría el precio del mercado eléctrico por abuso de poder e incertidumbre en los mercados.

La aplicación del Real Decreto de Garantía de suministro del carbón incentiva que muchos días la curva de precios tenga un mínimo forzado para los generadores de carbón y/o se aplane en las horas del día que entran a generar otras unidades que ofertan a 0 €/MWh (nuclear, eólica, solar, etc.) y cubren la demanda.

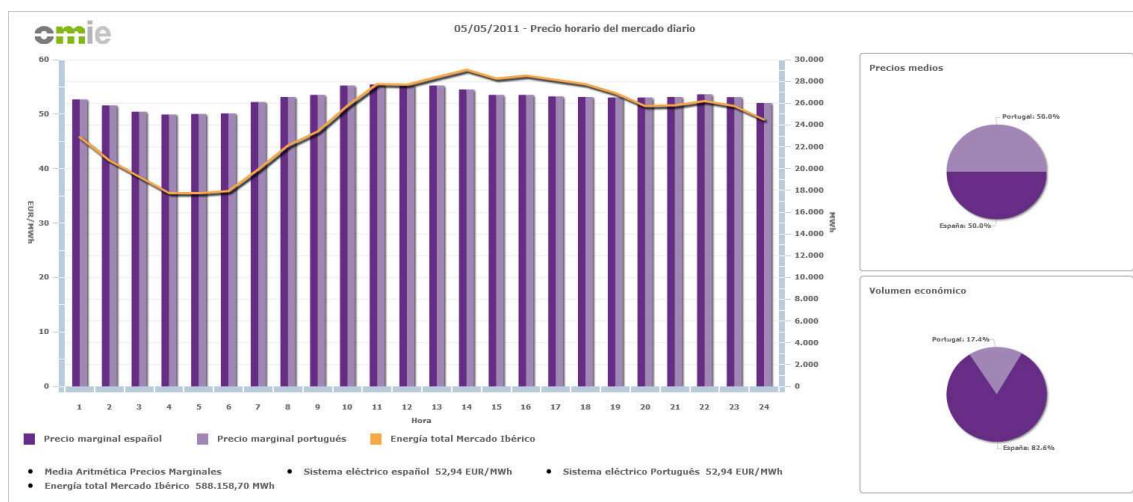


Figura 7.3. Precio horario del mercado del día 30/05/2011.

$$E_{\max} = 29.078 \quad MWh \quad E_{\min} = 17.796 \quad MWh$$

$$P_{\max} = 55,23 \quad \text{€} / MWh \quad P_{\min} = 50,42 \quad \text{€} / MWh$$

$$\Delta\lambda = \lambda_{\max} - \lambda_{\min}$$

$$\Delta\lambda(\%) = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_{\min}} \cdot 100$$

$$\Delta E = 11.282 \quad MWh \quad \Delta E(\%) = +63,4\%$$

$$\Delta P = 4,81 \quad MWh \quad \Delta E(\%) = +9,54\%$$

El precio horario del mercado diario del 30/05/2011 presenta una forma muy aplanada con un valor mínimo de 50,42 €/MWh y un máximo de 55,23 €/MWh. Apenas es un margen de 5 €/MWh para un incremento de energía desde 17.796 MWh a las 5:00 hasta 29.078 MWh a las 14:00 (véase figura 7.3). Los agentes que conocen la situación

del mercado tienen incentivos para ofertar al precio que establece la Ley de Garantía de Suministro del Carbón. Consecuentemente, provoca que no haya una variación significativa de los precios en función de las horas valle y pico, energía requerida, etc. Este comportamiento provoca una distorsión en los precios que afecta al mercado eléctrico desvirtuando el objetivo del mismo.

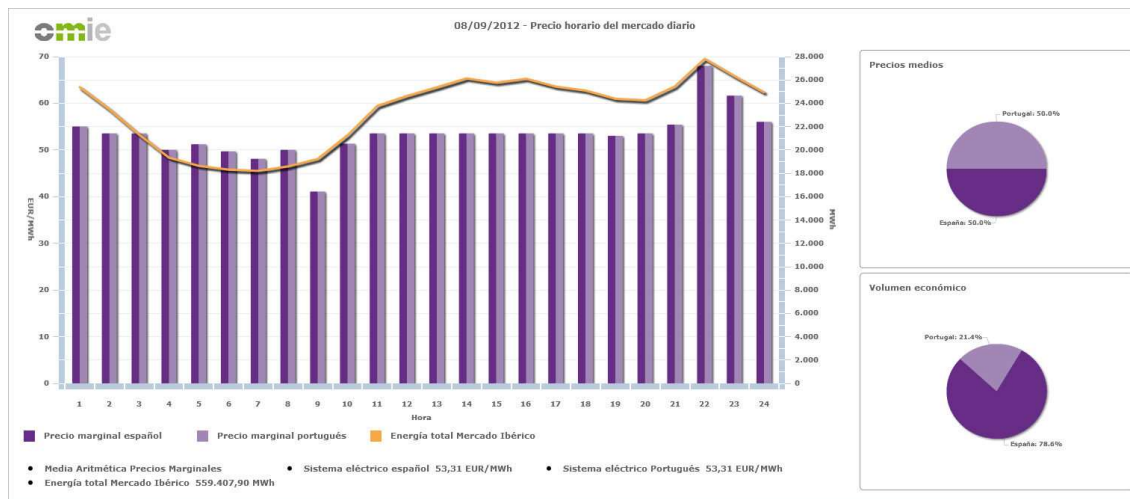


Figura 7.4. Precio horario del mercado del día 08/09/2012.

Para el día 08/09/2012 (véase figura 7.4) se observa una curva plana prácticamente todo el día a excepción de la última hora valle y la máxima hora punta. El precio que hay entre las 10:00 y las 20:00 es de 53,54 €/MWh. Carece de sentido que mientras que la curva de energía varía significativamente durante esas horas, el precio de la energía se mantenga fijo. Es debido a los incentivos que tienen las empresas para ofertar a este precio y por lo tanto, provoca que el mercado mantenga un precio fijo a excepción de la hora máxima punta y la hora mínima valle.

7.3.1. Propuesta.

El Real Decreto 134/2010 establece que el carbón utilizado para las centrales de generación eléctrica debe ser autóctono frente a otros de origen internacional. El carbón nacional es más caro que el exterior por lo que su empleo aumenta el coste del precio horario en el mercado. Es por esto que la Comisión Nacional de la Energía (CNE) propuso tomar medidas para eliminar este sobre coste, debido a la fijación del precio autóctono asumiendo las diferencias que hay entre el precio del carbón internacional y el nacional.

Además, la Comisión Nacional de la Energía recordó que el segundo semestre del 2009 y 2010 las centrales térmicas del carbón nacional no funcionaron debido a que sus costes no eran competitivos por el mercado en aquel momento. Sin embargo, una vez instaurado el RD las centrales de tecnología de carbón tienen preferencia respecto al resto. Provoca que las centrales con costes marginales más bajos sean desplazadas a favor de las de carbón, distorsionado el mercado y aumentando el precio final que pagan los consumidores.



También propuso que se pusiese fin a las ayudas al carbón de minería a cielo abierto y que únicamente se subvencione el carbón de minería subterránea, lo cual puede ahorrar un 50% de los costes. Es decir, de utilizarse estas medidas propuestas se puede ahorrar aproximadamente 619 millones de euros desde el 2012 hasta el 2014.

Cabe destacar que la aplicación de este Real Decreto incentiva el aplanamiento de la curva a lo largo de todo el día. No tiene sentido que el precio en hora valle sea prácticamente el mismo que el precio en hora punta. El mercado no se comporta de forma natural debido a la distorsión de estos mecanismos de ayuda a las tecnologías del carbón y redundan directamente sobre inversores y consumidores. Los primeros porque pueden establecer un horizonte de planificación fijo donde no puedan conseguir la rentabilidad buscada, y los clientes porque ven que no se produce una alta competitividad que optimice el mix energético y sus precios por MWh.

Adicionalmente y con objeto de obtener recursos para satisfacer el incremento de precios asociados al RDL del carbón, a partir del 1 de enero de 2011, los pagos por capacidad se incrementaron un 72% a todos los consumidores. No sólo se ha producido una distorsión del mercado eléctrico, también los costes regulados se han incrementado notablemente.

Los beneficiarios de estos incrementos no dejan de ser otros que los agentes generadores del mercado puesto que son ellos los que reciben un precio superior al que el mercado dictaría si no fuese por esta distorsión. Por el contrario, los consumidores finales se ven perjudicados al ver que el precio de la energía que consumen aumenta para satisfacer las nuevas necesidades de capacidad.

7.4. Energías renovables.

En España se ha hecho una apuesta muy fuerte por las energías renovables. Para ello es necesario integrarla adecuadamente en el sector eléctrico de forma justa y razonable. Se ha producido un aumento de las plantas de generación eléctrica mediante fuentes renovables muy significativo, por ejemplo, ha pasado de 4.500 MW a más de 25.000 MW de 1995 hasta 2009 y se cree que puede alcanzar los 50.000 MW en 2016. En el 2010 se han alcanzado un 29% de la cobertura de la demanda y se prevé que en 2020 se lleguen al 42% para cumplir los objetivos de la Unión Europea.

Las energías renovables dependen de variables exógenas muy fluctuantes (luz solar, viento, lluvias, etc.). Es difícil establecer una previsión de la intensidad de viento, la zona de influencia y la cantidad de radiación solar. Esto presenta un problema de garantía de suministro debido a que la electricidad, al no poderse almacenar en grandes volúmenes, se debe igualar la producción de energía eléctrica con su consumo en cada instante. Para que no influya en el sistema eléctrico la disponibilidad de las fuentes renovables, es necesaria una capacidad de reserva firme y flexible que permita entrar a generar cuando haya carencia de renovables aportando la fiabilidad que se necesita. Si no fuese así, se podrían dar cortes de suministro, colapsos energéticos, etc. debido a los periodos de falta de viento y radiación solar.

Uno de los problemas radica en la capacidad de reserva necesaria que como es obvio, tendrá un bajo factor de utilización. Al utilizarse poco la rentabilidad asociada a las centrales de reserva pueden ser negativas provocando que el inversor decida no introducirse en el mercado, sin embargo, en la actualidad el sistema eléctrico peninsular cuenta con 27.000 MW de ciclos combinados, que pueden realizar esa función de respaldo. Este volumen de ciclos se justifica en parte por la evolución de la demanda eléctrica a principio de la década pasada con crecimientos del 3 a 4% anual. Por otro lado, el fomento de las renovables y la garantía de suministro deben ser compatibles bajo un planteamiento que no tenga en cuenta la variabilidad de las energías renovables.

La introducción de este tipo de fuente produce distorsiones en el mercado. Si se incentiva la participación de este tipo de energías es necesario impulsar unas centrales auxiliares que proporcionen la garantía de suministro necesaria para el sistema eléctrico. Además, provoca que las centrales de respaldo oferten a precios más altos para recuperar las inversiones puesto que tienen un factor de utilización muy bajo.

No obstante, la introducción de las tecnologías citadas, aporta una serie de oportunidades que beneficiarían al sector. [39]:

- Ventaja competitiva.
- Nuevos instrumentos de mercado.
- Nuevas ideas y conceptos.

La energía eólica tiene una fuerte penetración en el mercado eléctrico español. En el 2011 se alcanzaron más de 20.000 MW de potencia instalada y se prevé que siga aumentando la potencia eólica. Las unidades generadoras entran en el mercado con precio 0 €/MWh de forma que siempre se casan, de manera similar que las centrales nucleares. La curva de precios es 0 para los primeros MWh casados y puede darse el caso de que los precios horarios sean nulos para días de mucha producción eólica, por ejemplo: 15/04/2012, 16/04/2012 y el 19/04/2012.

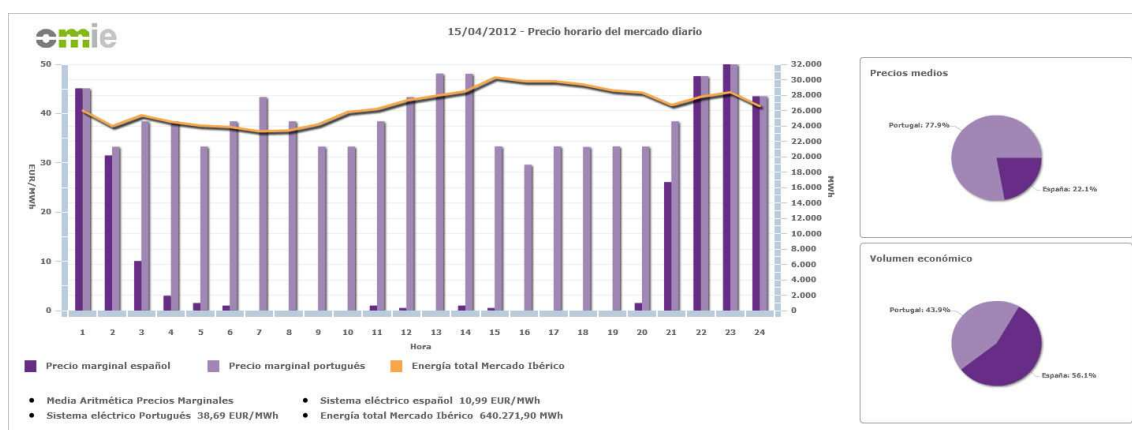


Figura 7.5. Precio horario del mercado del día 15/04/2012.

El mercado eléctrico se creó con el objetivo de incentivar la competitividad y asignar un precio más ajustado a la energía eléctrica, por lo que no se entiende que se produzcan casaciones donde el precio es 0 €/MWh (véase figura 7.5). Se debe considerar que el precio de ese día es el resultado de una casación económica y

numérica donde intervienen varios factores (ofertas complejas, nuclear que oferta a 0, energía solicitada por los clientes, etc.). El día 15/04/2012 se produjo aproximadamente un 38% de la energía consumida en España mediante la tecnología eólica. Provocó que en ciertos momentos la casación fuese 0 €/MWh y cualquier unidad generadora que se produjese en ese instante no recibió ningún dinero mediante mercado eléctrico (véase figura 7.6).

La energía tiene un coste y se debe retribuir de forma correcta a los generadores. Esta distorsión en el mercado, al igual que las citadas anteriormente, se debe tener en cuenta en una posible modificación global del funcionamiento y estructura del mercado.

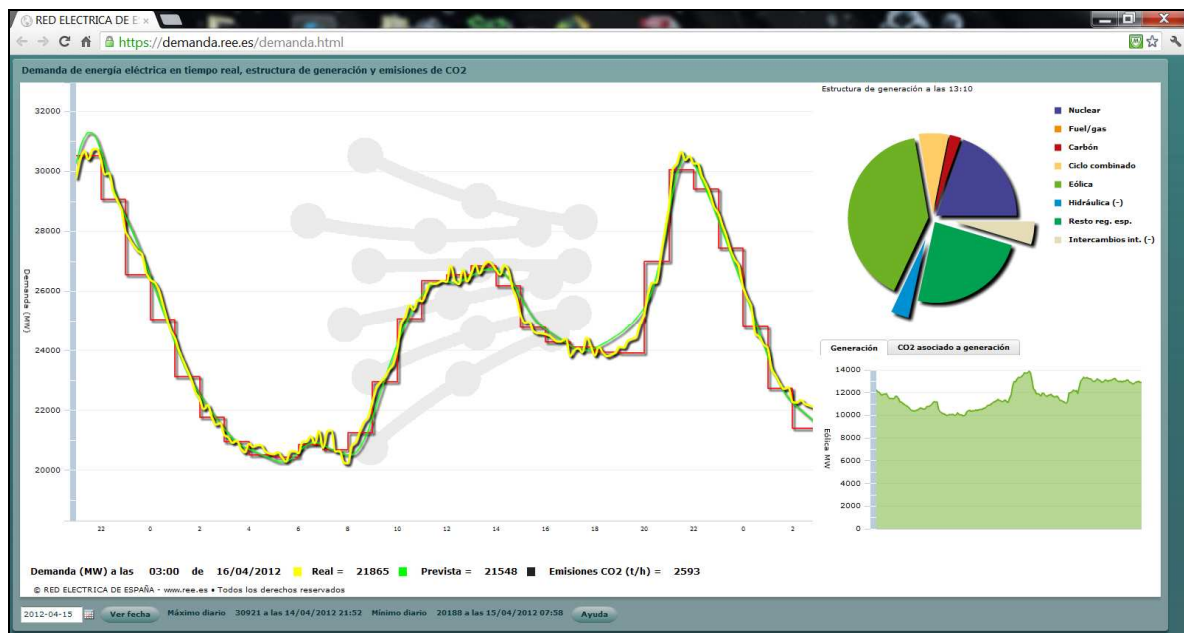


Figura 7.6. Demanda eléctrica del día 15/04/2012.

La introducción de las energías renovables en el mercado eléctrico, tal y como se está produciendo crea distorsiones. Por un lado benefician al consumidor que compra energía en el mercado, pero por otro lado el mismo consumidor ve como se incrementan las primas a las renovables, que por ahora se financian a través de las tarifas de acceso. Sus principales motivos son:

- Mercado energético aún distorsionado (subvenciones, acceso a red, etc.). Se parte de un sistema de por sí distorsionado que provoca perturbaciones en los precios.
- El precio casado no refleja el coste. Es necesario internalizar los costes externos (tramitación administrativa, coste acceso a red, predicción demanda, etc.) para evaluar correctamente la viabilidad económica de estas tecnologías.
- Como consecuencia de la normativa europea de fomento de las energías renovables, el precio se oferta a 0 €/MWh para que entren en la casación. En la Unión Europea los generadores de tecnología renovable entran a ofertar a precio 0 €/MWh y puede darse el caso que sea tanta la producción que no permita la inclusión de ninguna otra unidad generadora en la casación y el precio resultante sea 0. No tienen sentido hablar de una retribución de cero €/MWh para ningún tipo de producción eléctrica.



7.4.1. Propuesta.

Las primas a la producción eléctrica, se crearon en 1997 para promover la instalación de las tecnologías de energías renovables. Las primas entran en los costes del régimen especial y se remuneran con precios fijos en vez de subsidios. Es decir, no son ayudas estatales sino que se les paga la producción a un precio establecido en tarifa, antes de realizar cualquier inversión. El productor de renovables tiene garantizado su retribución por las tarifas, con independencia del precio del mercado que resulte, aunque este sea cero. Esto ha dado lugar a errores en la regulación, que permitió que en el año 2008 se instalara una potencia fotovoltaica 10 veces superior a la prevista en el PER 2010, a un precio de 450 €/MWh, unas 10 veces el precio del mercado. Como resultado, el consumidor final tiene que hacer frente a estos sobrecostes durante los próximos 25 años.

El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, sustituye al Real Decreto 436/2004, manteniendo su esquema básico. Se mantiene la doble opción de retribución (tarifa regulada o mercado). La generación renovable que participa en el mercado recibirá una prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior o cap e inferior o floor (véase figura 7.7).

<i>Si</i>	<i>Si</i>	<i>Si</i>
$F < P_{mr} + P < C$	$P_{mr} + P_{ref} \leq F$	$P_{mr} \geq C$
$\Rightarrow P = P_{ref}$	$\Rightarrow P = F - P_{mr}$	$\Rightarrow P = 0$

donde el significado de cada variable es:

F	floor
C	cap
P_{mr}	precio mercado referencia
P_{ref}	prima referencia
P	prima

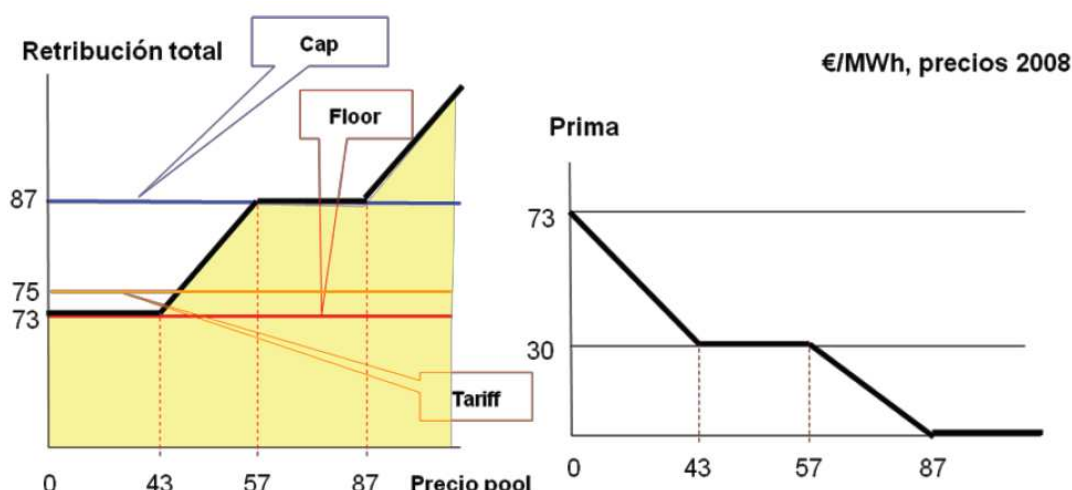


Figura 7.7. Retribución primas eólica. Fuente: [16].

Conociendo el precio del mercado que facilita la CNE se puede extraer la retribución total a las tecnologías renovables (véase anexo A2).

La retribución a este tipo de tecnologías está muy por encima de lo que se paga al resto de las tecnologías, incentivando a los inversores a entrar en el mercado mediante esta fórmula (ej: en el caso de la solar se remunera a más de 480 €/MWh) Provoca distorsiones en el mercado que afectan al Estado y a la sociedad al tener que pagar las primas.

La expansión de las energías renovables no puede hacerse a cualquier coste. Uno de los motivos del importante desarrollo de estas fuentes energéticas en España, es el pago de primas y a una rápida velocidad en la curva de aprendizaje de la tecnología reduciendo costes significativamente.

La política de primas a las renovables debe ser flexible para retribuir adecuadamente los costes de las inversiones en cada instante de vida del proyecto, al mismo tiempo que garantice una situación estable y predecible para que los inversores no rehúyan del proyecto.

En el actual modelo de mercado, las energías renovables entran a un precio 0 y son remuneradas al coste marginal, más unas primas fijadas por el Estado. Esta práctica trae consigo que no se conozcan detalladamente los costes de generación de las tecnologías. Si añadimos la inseguridad asociada al cambio continuo de regulación, se da el caso de que haya un entorno donde no se facilita la toma de decisión para cualquier agente que pretenda invertir en el sector. Este coste es directamente trasladado a los clientes finales aumentando la tarifa eléctrica. Se debe crear un marco legislativo correctamente definido y con previsión de futuro para evitar este tipo de problemas.

Como está garantizada su venta de energía en el mercado eléctrico por obligación se debe estudiar la posibilidad de sacarles del mercado eléctrico de forma que no se paguen sobrecostes en el precio de la electricidad ya que tienen asegurada una rentabilidad. Es decir, se puede crear un mercado alternativo o entorno de retribución alejado del actual mercado eléctrico, para evitar los problemas mencionados.



Con la creación de un nuevo espacio donde estén las tecnologías renovables se adquieren ventajas significativas para todos los agentes del sistema. Las ventajas de un hipotético nuevo mercado de renovables serían las siguientes:

- Provoca un aumento de la competitividad de las empresas.
- Reduce el precio final de la electricidad.
- Retribuye justamente a los generadores en función de su inversión y riesgo.
- El nuevo mercado no discriminaría a las empresas que quieran instalar nueva capacidad en España puesto que pierden incentivos para invertir.

Las políticas energéticas internacionales proponen incentivar las tecnologías renovables (eólica, solar, biomasa, etc.). El método de incentivos propuestos es fijar primas. No obstante, en España esas primas son fijas y se retribuyen a unos precios determinados. Una forma de establecer las primas es exponer a los generadores del régimen especial que se establezcan primas ligadas a precios del mercado a plazos. Dichas primas deben discriminar todo lo posible de forma que se ajuste a una rentabilidad adecuada y deberían ser sensibles económicamente a su interacción con el sistema, al menos en los aspectos más críticos o costosos del mismo.

7.5. Tipos de ofertas en el mercado eléctrico.

El operador del mercado se encarga de casar las ofertas de compra y venta de energía todos los días. Mediante esta casación de ofertas, se configura el precio diario al cual se venderá la electricidad.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares, con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes: condición de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos, parada programada [14].

- La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.



- La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida euros, más una remuneración variable establecida céntimos de euro por cada MWh casado.
- La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

En el mercado diario se integran las posiciones abiertas del mercado a plazo celebrado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Portugués, mediante la presentación de ofertas de adquisición o venta; se integran las subastas de emisiones primarias de energía por la parte que acude al mercado diario para vender o comprar la energía comprometida en dichas subastas; y también se integran las subastas de distribución por la parte de los productores que acuden al mercado diario para adquirir la energía con el fin de cumplir los compromisos de los contratos derivados de dichas subastas.

El Operador del Mercado facilita todos los días la curva de ofertas simples casadas y las curva después de agregar las condiciones complejas. Por ejemplo, el día 17/07/2012 la oferta simple casada fue de 26.639,3 MWh a 44 €/MWh y la oferta compleja fue de 26.548,6 MWh a 57,1 €/MWh. Cuando se incluyen las ofertas complejas en la casación produce el efecto de aumentar el valor y reducir la energía casada. Para el día en cuestión, se pasa de 1.172.129,2 € a 1.515.925,06 € una vez incluidas las condiciones. Es decir, se aumenta en 13,1 €/MWh el precio de la energía horaria y se reduce en 90,70 MWh la energía casada provocando que aumente 343.795,86 € la cantidad de dinero que se comercia en esa hora.

$$E_1 = 26.548,6 \text{ MWh} \quad E_2 = 26.548,6 \text{ MWh}$$

$$P_1 = 44 \text{ €/MWh} \quad P_2 = 57,1 \text{ €/MWh}$$

$$\Delta E = 90,70 \text{ MWh}$$

$$\Delta P = 13,1 \text{ €/MWh}$$

$$C = E \cdot P$$

$$C_1 = 1.172.129,2 \text{ €}$$

$$C_2 = 1.515.925,06 \text{ €}$$

$$\Delta C = 343.795,86 \text{ €}$$

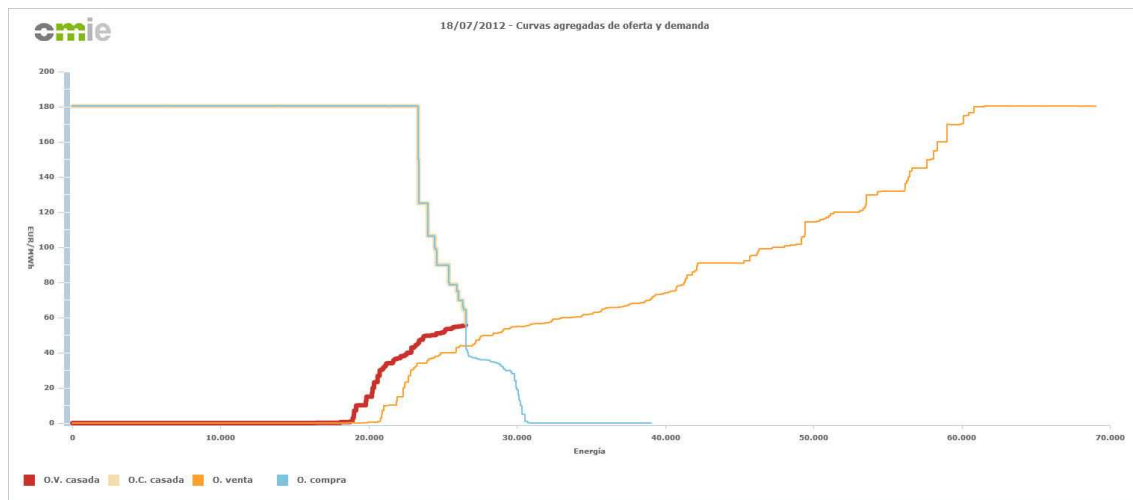


Figura 7.8. Curvas agregadas de oferta y demanda del día 17/07/2012.

La modificación de la curva original de la oferta de demanda trae consigo un encarecimiento del precio horario del mercado eléctrico. Beneficia a los generadores casados del mercado puesto que se les retribuye a un precio superior su producción. Es decir, distorsiona el precio original de casación en detrimento de los clientes finales que consumen menos energía y a un precio superior. No obstante, la justificación dada por los generadores se basa en argumentos técnicos, para garantizar un mejor funcionamiento de las tecnologías de generación marginalistas, evitando paradas y arranques.

Se observa que la introducción de las ofertas complejas distorsiona el mercado de forma que aumenta el precio de la energía y disminuye la energía a generar. Si se repara en detalle la curva de precios horarios del mercado diario se puede ver que la curva se aplana, llegando al punto que en los momentos de máxima demanda tengan precios bastante parecidos a las horas valle.

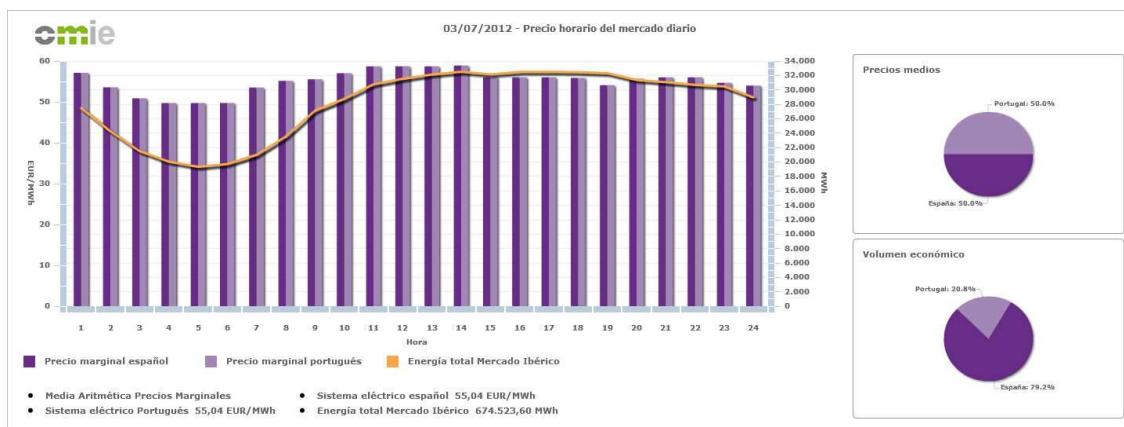


Figura 7.9. Precio horario del mercado diario del día 03/07/2012.



$$E_{\max} = 32.531,9 \text{ MWh} \quad E_{\min} = 19.332,8 \text{ MWh}$$

$$P_{\max} = 58,9 \text{ €/MWh} \quad P_{\min} = 49,72 \text{ €/MWh}$$

$$\Delta\lambda = \lambda_{\max} - \lambda_{\min}$$

$$\Delta\lambda(\%) = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_{\min}} \cdot 100$$

$$\Delta E = 13.199,1 \text{ MWh} \quad \Delta E(\%) = +68,27\%$$

$$\Delta P = 9,18 \text{ MWh} \quad \Delta E(\%) = +18,46\%$$

En la curva de precios del día 03/07/2012 se observa que la energía producida es de 19.332,8 MWh en las horas valle y aumenta hasta los 32.531,9 MWh en horas pico (incrementó 68,27%). No obstante, el precio de la energía va desde los 49,72 €/MWh hasta los 58,9 €/MWh (incrementó 18,46%). Hay una discrepancia entre el aumento de energía y el precio. Es debido a que en las horas valle entran las unidades que ofertan barato (eólica, nuclear, carbón, etc.) saturando el mercado, y en las horas de alta demanda se establece una fuerte competencia para entrar en el mercado que hace bajar los precios. El mercado diario eléctrico español no muestra una clara modulación de los precios horarios con la evolución de la demanda. No siempre se ven correspondidos horas de baja demanda (horas valle), con un exceso de generación, y con precios mucho más bajos con respecto al precio de punta. Lo que manifiesta, una clara distorsión del mercado diario.

A priori los precios deberían modularse en función de la demanda, sin embargo, con la inclusión de ofertas complejas en el mercado se da la situación que la curva de precios no vaya en sintonía con la demanda. Se distorsiona el mercado provocando una imprevisibilidad para la estimación de los precios del mercado eléctrico.

7.1. Propuesta.

La posibilidad de introducir ofertas complejas en las ofertas al mercado tenía su razón de ser en garantizar la factibilidad de la solución ofrecida por el algoritmo de casación, previniendo soluciones físicamente inviables derivadas de limitaciones estrictamente técnicas. Así, el diseño de las reglas de mercado integra hasta el momento un fuerte componente de despacho físico y técnico, como consecuencia de la definición de las unidades de oferta y de la posibilidad de reproducir la gestión técnica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a través de la realización de ofertas en modo complejo. [40]

Tal y como propone la Comisión Nacional de la Energía, el mercado diario está seguido de seis mercados intradiarios. Su objeto es rectificar o ajustar las ofertas inicialmente presentadas al mercado diario. Se tiene un amplio conocimiento del mercado debido a una década de experiencia acumulada. Es posible que sea innecesario mantener la complejidad de diseño de las ofertas, y en consecuencia su casación.



Las políticas europeas tienden a un mercado único y por tanto la eliminación de las ofertas complejas facilitaría el acoplamiento con los mercados de la Unión Europea. Se debe trabajar para adaptarse de la forma más natural al objetivo final de un mercado único. Para ello, se tiene que trabajar en facilitar la supresión de determinadas condiciones complejas como son las de indivisibilidad y gradiente de carga.



CAPITULO 8:

PRESUPUESTO



8. PRESUPUESTO

En este capítulo se propone un presupuesto para el proyecto, bajo la hipótesis de que se trata de un informe realizado por un consultor profesional. Se ha dividido en tareas a las que se les ha asignado un número de horas trabajadas.

Este proyecto ha durado ocho meses de los cuales se ha trabajado a media jornada (20 horas semanales). Por lo tanto, el número de horas asignadas al proyecto ha sido:

$$h_{tot} = 20 \left[\frac{h}{sem} \right] \cdot 4 \left[\frac{sem}{mes} \right] \cdot 8 \text{ meses} = 640 \text{ h}$$

Las tareas en las que se ha dividido el proyecto son las siguientes:

- Estudio del mercado español. Duración: 205 horas.
- Estudio de las tecnologías de generación en el parque eléctrico español. Duración: 105 horas.
- Estudio de mercados extranjeros. Duración: 70 horas.
- Identificación de las distorsiones. Duración: 60 horas.
- Búsqueda de soluciones. Duración: 90 horas.
- Redacción de la memoria. Duración: 110 horas.

$$P_{mano_de_obra} = 640 [h] \cdot 30 \left[\frac{€}{h} \right] = 19.200 \text{ €}$$

Para realizar el trabajo es necesario considerar las amortizaciones de los equipos informáticos y los desplazamientos en busca de información. Se ha realizado bajo la hipótesis de una vida útil para equipos hardware de 3 años (36 meses) y un valor aproximado de 600€. La conexión a internet se estima en 19,95 €/mes y las licencias necesarias para la redacción y lectura de documentos de 100 € y 3 años. Además, se debe incluir el transporte a bibliotecas en búsqueda de información y entrevistas con el tutor, se ha realizado en 12 visitas a 40 km (ida y vuelta) con un coste de amortización del vehículo a 0,18 €/km.

$$P_{material} = \left(600 \cdot \frac{8}{36} \right) + \left(100 \cdot \frac{8}{36} \right) + (19,95 \cdot 8) + (4 \cdot 40 \cdot 0,18) = 401,56 \text{ €}$$

El presupuesto total de proyecto es de:

$$P_{tot} = P_{mano_de_obra} + P_{material} = 19200 + 401,56 = 19.601,56 \text{ €}$$



CAPITULO 9:

CONCLUSIONES



9. CONCLUSIONES

El mercado eléctrico español tiene una gran complejidad y en su funcionamiento intrínseco confluyen numerosas variables (generadores, comercializadores, Gobierno, etc.). Su análisis es largo y requiere de tiempo para determinar sus características de funcionamiento. Del trabajo desarrollado con este proyecto fin de carrera se pueden extraer varias conclusiones, que tienen en cuenta las posiciones sobre la materia de los diferentes autores consultados.

En primer lugar, se debe considerar que el mercado eléctrico reviste de una gran complejidad y profusión normativa que lo regula. No obstante lo anterior, no se trata de una estructura fija, y por tanto es susceptible de futuras reformas, como así lleva sucediéndose desde los comienzos de su creación y de su puesta en marcha, el 1 de enero de 1998.

Su evolución, tal y como se está produciendo en otros países europeos, está encaminada a la creación de un único mercado de energía eléctrica que permita una autentica liberalización a nivel internacional dentro de la Unión Europea. Si bien, de facto ocurre que cada país tiene su propia legislación, mix energético, y órganos reguladores que legislan con objetivos diferentes.

Mediante el trabajo de estudio realizado, se observa que el actual modelo de mercado eléctrico nacional está compuesto por muchos “actores” del sector y cada uno de ellos busca su máximo beneficio. Esta situación provoca que haya una gran variedad de tecnologías de generación eléctrica con características y costes muy diversos. Consecuencia de lo anterior son una serie de ineficiencias en el modelo actual que afectan al consumidor final a través de un encarecimiento del precio que paga por el consumo de energía eléctrica.

En este proyecto se ha prestado especial atención a las posibles distorsiones que existen en el modelo de mercado. Se ha detectado los potenciales problemas que provocan que el precio final de la electricidad no sea totalmente justo para los consumidores, y a través de la argumentación del presente proyecto se han realizado las propuestas expuestas.

Por todo lo anterior, cabe reseñar que los objetivos marcados al inicio del proyecto se han cumplido en su totalidad, y que son los siguientes:

- Realizar un análisis del mercado eléctrico y su evolución a lo largo de los últimos años.
- Identificar las posibles distorsiones del mercado que provocan ineficiencias en el modelo actual.
- Elaborar una serie de propuestas de actuación a seguir para un mejor funcionamiento del mercado eléctrico.

Desde el punto de vista personal, este proyecto fin de carrera me ha permitido adquirir un importante conocimiento sobre un tema tan interesante y de vanguardia como son las diferentes políticas energéticas de los países europeos, las centrales



eléctricas y el funcionamiento de los mercados de energía eléctrica. La búsqueda de información y la contrastación de diversos autores, con opiniones contrapuestas, han supuesto un reto importante en mi carrera académica y futura carrera laboral. El esfuerzo y trabajo realizado se ha visto recompensado con el desarrollo personal y con un mayor conocimiento del sector energético, a cada paso que he dado, más profundo.

Este trabajo se termina aquí, no obstante seguiré con atenta devoción el proceso de cambio conducente a la creación de un Mercado Único Europeo de la electricidad que se está produciendo en España y los países miembros de la UE, gracias a mis conocimientos aprendidos durante los años de universidad y su posterior desarrollo con el proyecto fin de carrera.



CAPITULO 10:

BIBLIOGRAFIA



10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] José María Martos Fano, “*Historia y panorama actual del sistema eléctrico español*”, Asociación Española de la Industria Eléctrica.
- [2] H. Averch y Ll. Johnson, “*Behaviour of the firm under regulatory constraint*”, 1962.
- [3] Luis Jesús Sánchez Tembleque, “*Nuevos marcos reguladores para la energía. Referencias internacionales: La nueva regulación eléctrica*”, Comisión Nacional de la Energía, 2000.
- [4] Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [5] Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.
- [6] Sally Hunt & Graham Suhttleworth, “*Unlocking the grid*”, IEEE Spectrum, 1996.
- [7] <http://www.elprisma.com>
- [8] José Carlos Fernández Pérez, “*Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*”, 2002.
- [9] Asia Pacific Energy Research Centre, “*Electricity Sector Deregulation in the APEC region*”, 2000.
- [10] Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.
- [11] Red Eléctrica de España, “*El Marco Legal Estable, Economía del sector eléctrico español 1988-1997*”.
- [12] <http://www.observatoriocriticodelaenergia.org>
- [13] José María Yusta Loyo, “*Contratación del suministro eléctrico*”, 2011.
- [14] <http://www.omie.es>
- [15] <http://www.ree.es>
- [16] <http://www.energiaysociedad.es>
- [17] <http://www.minetur.gob.es>
- [18] José Ignacio Pérez Arriaga, Carlos Batlle, Carlos Vázquez, “*Los mercados eléctricos en Europa*”, 2006.
- [19] <https://www.energiaeficiente.wordpress.com>
- [20] Comisión Nacional de la Energía, “*Informe anual de supervisión del mercado eléctrico, Año 2011*”, 2 de febrero de 2012.
- [21] Juan Luis Ríos, José Luis Rapún, Gregorio Relaño, Ángel Chiarri, “*Mercados de electricidad en Europa*”, 2010.
- [22] <http://www.unesa.net>
- [23] <http://www.enerclub.es>
- [24] Carbuni6n, “*Argumentos a favor del Real Decreto modificativo del RD 134/2010 que garantiza el suministro de carb6n en Espa6a*”, 19 de agosto de 2010.
- [25] Sergio González García, “*Competencia publica un informe demoledor que cuestiona las ayudas al carb6n*”, 2009.
- [26] F. Gómez, “*Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, Teoría y Proyecto*”, Editorial Díaz de Santos, 2006.
- [27] Fundación para estudios sobre la energía, “*El futuro del carb6n en la política energética española*”
- [28] Comisión Nacional de la Energía, “*Precios y costes de la generación de electricidad*”, 2008.



- [29] Santiago Sabugal, *“La generación de electricidad con ciclos combinados. Proyectos en España”*.
- [30] M. Schneider, A. Froggatt, *“The World Nuclear Industry Status Report 2007”*, noviembre 2007.
- [31] <http://www.aeeolica.org>
- [32] <http://www.uc.com>
- [33] <http://www.endesa.es>
- [34] Harold Demsetz, *“Why Regulates Utilities?”*, journal of Law and Economics, 1968.
- [35] P. Cramton y P. Stoft, *“Colombia’s Forward Energy Market”*, 2007.
- [36] Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Ultray, *“Un diseño de Mercado para el sector eléctrico español”*, 2009.
- [37] Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Ultray, *“Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos”*, 2010.
- [38] Comisión Nacional de la Energía, *“Informe 29/2009 de la CNE sobre la propuesta del Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro”*, 2009.
- [39] Juan Fraga, *Los retos de la energía eólica: perspectiva de un promotor”*.
- [40] Comisión Nacional de la Energía, *“Informe sobre el sector energético español”*, 2012.



ANEXOS



ANEXOS

A.1. Costes CTC.

Año	Mes	Precio mínimo €/MWh	Precio máximo €/MWh	Energía de casación GWh	Energía nuclear GWh	Total energía GWh
1998	Ene	12,470	60,220	13.800	4.900	47.750
	Feb	12,260	39,200	12.445	4.886	
	Mar	16,950	36,660	12.875	4.550	
	Abr	13,270	36,060	11.869	4.297	
	May	7,510	35,900	11.814	4.695	
	Jun	12,270	42,740	12.466	4.991	
	Jul	13,660	39,070	13.664	5.343	
	Ago	13,760	48,700	12.425	5.297	
	Sep	10,420	39,070	13.163	4.524	
	Oct	12,570	39,070	12.619	4.267	
	Nov	15,110	41,480	12.860	4.433	
	Dic	15,120	40,800	14.455	4.841	
1999	Ene	8,710	45,830	14.710	5.179	46.111
	Feb	15,120	45,160	13.414	3.934	
	Mar	15,120	40,630	13.237	4.033	
	Abr	20,430	38,730	12.086	3.545	
	May	14,560	36,890	12.747	4.907	
	Jun	14,700	35,990	13.225	4.502	
	Jul	15,120	38,470	14.332	4.811	
	Ago	12,020	36,240	13.133	5.333	
	Sep	13,220	40,450	13.608	4.732	
	Oct	12,120	42,070	13.254	5.135	
	Nov	12,060	44,340	13.923	5.294	
	Dic	11,380	51,540	15.097	5.401	
2000	Ene	9,410	47,480	15.658	5.459	49.168
2001	Ene	0,010	50,490	16.342	5.547	50.862
2002	Ene	18,310	158,410	17.106	5.523	49.624
2003	Ene	0,00	90,070	17.343	5.561	48.760
2004	Ene	2,870	66,080	17.517	5.466	51.006
2005	Ene	14,310	72,500	18.695	5.602	44.666
2006	Ene	5,000	118,020	19.491	5.508	45.420

Tabla 10. Energía mensual casada. Fuente: OMIE.



Año	Mes	Precio medio ponderado €/MWh	Precio medio aritmético €/MWh	Precio medio ponderado con CTC €/MWh	Precio medio aritmético con CTC €/MWh
1998	Ene	27,210	26,220	36,060	36,060
	Feb	24,190	23,750	36,060	36,060
	Mar	25,720	25,360	36,060	36,060
	Abr	26,400	25,740	36,060	36,060
	May	22,710	22,130	36,060	36,060
	Jun	22,680	22,070	36,060	36,060
	Jul	26,510	26,020	36,060	36,060
	Ago	27,850	27,410	36,060	36,060
	Sep	24,660	24,140	36,060	36,060
	Oct	25,280	24,950	36,060	36,060
	Nov	28,920	28,180	36,060	36,060
	Dic	25,220	24,590	36,060	36,060
1999	Ene	23,940	23,340	36,060	36,060
	Feb	29,270	28,540	36,060	36,060
	Mar	29,600	29,080	36,060	36,060
	Abr	26,790	26,410	36,060	36,060
	May	26,380	25,760	36,060	36,060
	Jun	26,280	25,650	36,060	36,060
	Jul	26,670	26,040	36,060	36,060
	Ago	24,950	24,370	36,060	36,060
	Sep	27,270	26,280	36,060	36,060
	Oct	25,010	24,140	36,060	36,060
	Nov	27,770	26,370	36,060	36,060
	Dic	26,930	25,620	36,060	36,060
2000	Ene	32,330	30,730	36,060	36,060
2001	Ene	21,840	20,680	36,060	36,060
2002	Ene	64,940	61,970	64,940	61,970
2003	Ene	21,600	20,000	36,060	36,060
2004	Ene	24,820	24,050	36,060	36,060
2005	Ene	44,180	42,690	44,180	42,690
2006	Ene	73,330	73,140	73,330	73,140

Tabla 11. Precio de la energía. Fuente: OMIE.



Año	Mes	Beneficio ponderado M€	Beneficio aritmético M€	Beneficio ponderado con CTC M€	Beneficio aritmético con CTC M€
1998	Ene	45,133	40,282	88,498	88,498
	Feb	30,248	28,098	88,245	88,245
	Mar	35,129	33,491	82,176	82,176
	Abr	36,098	33,262	77,607	77,607
	May	22,117	19,394	84,795	84,795
	Jun	23,361	20,317	90,141	90,141
	Jul	45,473	42,855	96,498	96,498
	Ago	52,179	49,849	95,668	95,668
	Sep	30,133	27,781	81,707	81,707
	Oct	31,067	29,659	77,065	77,065
	Nov	48,412	45,131	80,063	80,063
	Dic	34,956	31,906	87,432	87,432
1999	Ene	30,767	27,660	93,536	93,536
	Feb	44,339	41,467	71,051	71,051
	Mar	46,786	44,689	72,839	72,839
	Abr	31,163	29,816	64,025	64,025
	May	41,124	38,082	88,624	88,624
	Jun	37,280	34,444	81,309	81,309
	Jul	41,715	38,684	86,890	86,890
	Ago	37,068	33,975	96,318	96,318
	Sep	43,869	39,184	85,463	85,463
	Oct	36,000	31,533	92,742	92,742
	Nov	51,726	44,315	95,613	95,613
	Dic	48,235	41,160	97,546	97,546
2000	Ene	78,231	69,497	98,593	98,593
2001	Ene	21,305	14,870	100,183	100,183
2002	Ene	259,254	242,850	259,254	242,850
2003	Ene	20,024	11,126	100,436	100,436
2004	Ene	37,282	33,073	98,720	98,720
2005	Ene	146,664	138,317	146,664	138,317
2006	Ene	304,762	303,715	304,762	303,715

Tabla 12. Beneficio con CTC.



Año	Mes	Beneficio ponderado	Beneficio aritmético	Beneficio ponderado con CTC	Beneficio aritmético con CTC
		M€	M€	M€	M€
1998		434,305	402,023	1.029,895	1.029,895
1999		490,072	445,007	1.025,958	1.025,958
2000		810,348	737,176	1.119,049	1.097,353
2001		829,623	754,030	1.219,977	1.189,228
2002		1.255,555	1.175,877	1.400,886	1.351,631
2003		705,893	639,372	1.131,068	1.103,384
2004		654,426	605,470	1.109,217	1.109,217
2005		2.075,379	1.980,482	2.075,379	1.980,482
2006		1.893,759	1.813,694	1.893,759	1.813,740

Tabla 13. Diferencias de beneficio con CTC.

**A.2. Primas a las eólicas.**

Año	Mes	Precio medio aritmético de España €/MWh	Energía total GWh	Floor €/MWh	Cap €/MWh	Prima €/MWh	Total €/MWh
2008	Ene	70,22	2.651	73	87	30	100,22
	Feb	68,53	2.019	73	87	30	98,53
	Mar	59,01	4.093	73	87	30	89,01
	Abr	56,18	3.353	73	87	30	86,18
	May	56,28	1.737	73	87	30	86,28
	Jun	58,34	2.086	73	87	30	88,34
	Jul	68,19	2.124	73	87	30	98,19
	Ago	70,10	1.973	73	87	30	100,10
	Sep	73,03	2.130	73	87	30	103,03
	Oct	69,77	2.482	73	87	30	99,77
	Nov	66,53	3.463	73	87	30	96,53
	Dic	57,11	3.648	73	87	30	87,11
2009	Ene	49,93	3.504	73	87	30	79,93
	Feb	40,71	3.226	73	87	32,29	73,00
	Mar	38,31	3.101	73	87	34,69	73,00
	Abr	37,20	3.060	73	87	35,8	73,00
	May	36,97	2.698	73	87	36,03	73,00
	Jun	36,82	2.332	73	87	36,18	73,00
	Jul	34,62	2.426	73	87	38,38	73,00
	Ago	34,68	2.236	73	87	38,32	73,00
	Sep	35,87	2.467	73	87	37,13	73,00
	Oct	35,78	3.125	73	87	37,22	73,00
	Nov	32,39	4.793	73	87	40,61	73,00
	Dic	30,43	4.921	73	87	42,57	73,00
2010	Ene	29,06	4.292	73	87	43,94	73,00
	Feb	27,68	4.622	73	87	45,32	73,00
	Mar	19,62	4.547	73	87	53,38	73,00
	Abr	27,42	2.635	73	87	45,58	73,00
	May	37,28	3.619	73	87	35,72	73,00
	Jun	40,12	2.576	73	87	32,88	73,00
	Jul	42,91	2.798	73	87	30,09	73,00
	Ago	42,94	2.895	73	87	30,06	73,00
	Sep	46,44	2.301	73	87	30	76,44
	Oct	42,63	3.953	73	87	30,37	73,00
	Nov	40,93	4.348	73	87	32,07	73,00
	Dic	46,34	4.622	73	87	30	76,34



2011	Ene	41,19	3.999	73	87	31,81	73,00
	Feb	48,03	3.994	73	87	30	78,03
	Mar	46,70	4.655	73	87	30	76,70
	Abr	45,45	3.368	73	87	30	75,45
	May	48,90	3.146	73	87	30	78,90
	Jun	50,00	2.919	73	87	30	80,00
	Jul	50,82	3.222	73	87	30	80,82
	Ago	53,53	2.700	73	87	30	83,53
	Sep	58,47	2.313	73	87	30	88,47
	Oct	57,46	3.134	73	87	30	87,46
	Nov	48,38	3.791	73	87	30	78,38
	Dic	50,07	4.559	73	87	30	80,07

Tabla 14. Primas a eólica 2008-2011. Fuente: REE.



Año	Mes	Beneficio sin prima M€	Beneficio con prima M€	Diferencia M€
2008	Ene	186	266	80
	Feb	138	199	61
	Mar	242	364	123
	Abr	188	289	101
	May	98	150	52
	Jun	122	184	63
	Jul	145	209	64
	Ago	138	197	59
	Sep	156	219	64
	Oct	173	248	74
	Nov	230	334	104
	Dic	208	318	109
2009	Ene	175	280	105
	Feb	131	235	104
	Mar	119	226	108
	Abr	114	223	110
	May	100	197	97
	Jun	86	170	84
	Jul	84	177	93
	Ago	78	163	86
	Sep	88	180	92
	Oct	112	228	116
	Nov	155	350	195
	Dic	150	359	209
2010	Ene	125	313	189
	Feb	128	337	209
	Mar	89	332	243
	Abr	72	192	120
	May	135	264	129
	Jun	103	188	85
	Jul	120	204	84
	Ago	124	211	87
	Sep	107	176	69
	Oct	169	289	120
	Nov	178	317	139
	Dic	214	353	139



2011	Ene	165	292	127
	Feb	192	312	120
	Mar	217	357	140
	Abr	153	254	101
	May	154	248	94
	Jun	146	234	88
	Jul	164	260	97
	Ago	145	226	81
	Sep	135	205	69
	Oct	180	274	94
	Nov	183	297	114
	Dic	228	365	137

Tabla 15. Diferencias de ingresos con primas.



A.3. Balance de potencias en el mercado liberalizado.

Año	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011
Hidráulica	16.525	16.587	16.587	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	16.658	17.562	17.563
Nuclear	7.799	7.816	7.816	7.876	7.876	7.876	7.716	7.716	7.716	7.716	7.777	7.777
Carbón	12.052	12.075	12.075	12.075	12.075	11.934	11.934	11.867	11.869	11.869	11.890	11.700
Fuel/gas	10.674	10.730	12.851	9.926	10.158	9.107	9.425	7.629	7.170	5.815	5.723	1.492
Ciclo combinado	-	-	-	4.394	8.285	13.134	16.410	22.107	23.066	24.611	27.023	27.123
Hidráulica esp.	-	-	-	1.496	1.600	1.758	1.809	1.914	1.979	1.974	1.991	2.041
Eólica	-	-	-	5.491	8.507	9.928	11.279	14.058	16.018	18.865	20.203	21.091
Otras renovables	-	-	-	711	971	975	1.128	1.598	4.285	4.702	1.167	-
No renovables	-	-	-	6.344	6.476	6.716	6.839	6.912	7.173	6.790	7.032	-
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.643	4.047
Solar termoeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	682	1.049
Térmica renovable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	858
Térmica no renovable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.282
Régimen ordinario	47.050	47.208	49.329	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Régimen especial	8.513	10.184	12.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 16. Balance de potencia 2000-2011. Fuente REE.

A.4. Producción eléctrica en el mercado liberalizado.

Año	Generación GWh	Variación anual
1998	173.906	6,6%
1999	184.459	6,5%
2000	195.166	5,8%
2001	205.849	5,5%
2002	211.563	2,8%
2003	225.843	6,7%
2004	236.280	4,6%
2005	247.295	4,7%
2006	254.902	3,1%
2007	262.406	2,9%
2008	265.173	1,1%
2009	252.608	-4,7%
2010	259.880	2,9%

Tabla 17. Producción eléctrica en el mercado libre. Fuente: CNE.